第7章　再生可能エネルギーの活用検討

7.1　エルサルバドル国全土を対象とする風力ポテンシャルマップの作成

本調査において、エルサルバドル国の全土を対象とした風力ポテンシャルマップの作成を実施した。風力ポテンシャルマップは、広域において一定の高度を対象とした風力のポテンシャルを示す地図である。風力ポテンシャルは、GIS データと全球気象モデルを用いたシミュレーションにより作成し、シミュレーションの結果は対象地域内の地上で観測されたデータ用いて補正した。

以下に解析作業の概要と結果を示す。

7.1.1　風力ポテンシャルマップの仕様

JICA 調査団は「エルサルバドル国再生可能エネルギー国家マスタープラン策定プロジェクト」の一環として、風力ポテンシャルマップの作成を実施した。風力ポテンシャルマップの主な利用目的は、エルサルバドル国内で、風力ポテンシャルの高い地域を特定することにある。風力ポテンシャルマップ作成業務は以下に示す仕様書により委託業者を選定して実施した。

7.1.1.1　仕様書

A. 成果品

成果品:	エルサルバドル国全土の風力ポテンシャルマップ 取扱説明書
フォーマット:	DVD： (風況マップ(ArcGIS ver.9.3(.gdb file), pdf), データセット) 、10部 風力ポテンシャルマップ：(A1: 594mm x 841mm, color, 1:400,000) (A1: 594mm x 841mm, カラー, 縮尺1: 400,000)、 15部(各高度5部)
言語:	スペイン語（マップ、説明書）

B. 内容

風力ポテンシャルマップ:	エルサルバドル（全土）
解像度:	水平格子間隔500 m
高度:	30m, 50m , 80m （地上高）
表示階級区分：	7階級（ポテンシャル毎に色分けする） 0～200、200～300、300～400、400～500、500～600、600～800、>800
データセット:	特に風況ポテンシャルの高い地域（12地点） 風速 (m/s) 風力ポテンシャル (W/m^2) 風向 (16 方位) ワイブル分布パラメーター (k, c)
取扱説明書:	風力ポテンシャルマップに関する説明資料(スペイン語) 利用方法に関する説明

C. 入力データ等

全球気象モデル： 委託業者が調達
解析ソフトウェア： 委託業者が調達
地上観測データ： 調査団が委託業者へ提供
GIS データ (1:25,000)： 調査団が委託業者へ提供。但し、当該データは機密情報のため、解析終了後、委託業者の責任においてデータの消去、および媒体の廃棄を行う。

7.1.1.2 納期

A. 取扱説明書（スペイン語）

委託業者は取扱説明書（スペイン語）のドラフトを2011年12月31日に調査団に提出した。

B. その他の成果品

委託業者は全ての作業を完成させ、納期の2012年1月16日に、全ての成果品を調査団に提出した。

7.1.1.3 作業工程

風力ポテンシャルマップ作成の作業工程を下表に示す。

表7.1.1 作業工程

作業項目	2011 年 10 月	11 月	12 月	2012 年 1 月
1.入札及、契約交渉				
2.全体計画・準備				
3.データ点検・前処理				
4.数値モデルによる風況計算				
5.計算結果の検証・統計処理				
6.計算結果のマップ化、データ処理				
7.風況マップの精度に関する検討				
8.取扱説明書				
（「エ国」政府機関によるｺﾒﾝﾄ･質問）				3 ←→ 15
成果品				
風況マップ				△
取扱説明書			ドラフト△	最終版△

(出典： JICA調査団)

7.1.2 風力ポテンシャルマップの作成

7.1.2.1 手順

風力ポテンシャルマップおよびデータセットは、以下の手順で作成された。

a. 気象データの解析結果と、エルニーニョ現象等の影響を考慮し、平均的とみなせる年次として、計算対象年を 2008 年と決定した。

b. 以降の数値計算に必要となる、全球モデルによる気象データ、地形データ、土地利用データを収集し、利用可能な形式に整理した。

c. 計算対象年（2008 年）の年間の風況（水平格子間隔 500m）を、数値シミュレーションモデルによって算出した。

d. 算出結果に基づき、風速値から風力エネルギーへの変換処理や、年間の平均値・累積値・階級出現頻度値などの統計処理を実施した.

e. 年平均風力エネルギーポテンシャルのマップ（地上 30m、50m、80m）を作成した。

f. 風力ポテンシャルマップをもとに、自然・社会的な制約条件も加味してポテンシャルの高い地域（12 地点）を選定した。選定地点につき、各種データを風況データベースとして整備し、指定フォーマットで DVD に収録した。

g. 成果品に関する説明書を作成した。作成手順・使用方法に加えて、解析結果の精度等についても記載した。

7.1.2.2 風況推定に用いた気象シュミュレーションモデル

A. WRF モデル

年間の風況推定に用いた気象シミュレーションモデルは、WRF モデル（Weather Research and Forecasting Model）をベースに使用した。WRF モデルは米国環境予測センター（NCEP）、米国大気研究センター（NCAR）などで共同開発されている領域気象モデルで、世界中で利用されている。このモデルを用いて計算対象年である 2008 年の 1 年間の気象シミュレーションを行い、毎日 1 時間毎（年間 8784 時間）の風の状況を 5 ㎞の水平格子間隔で算定した。

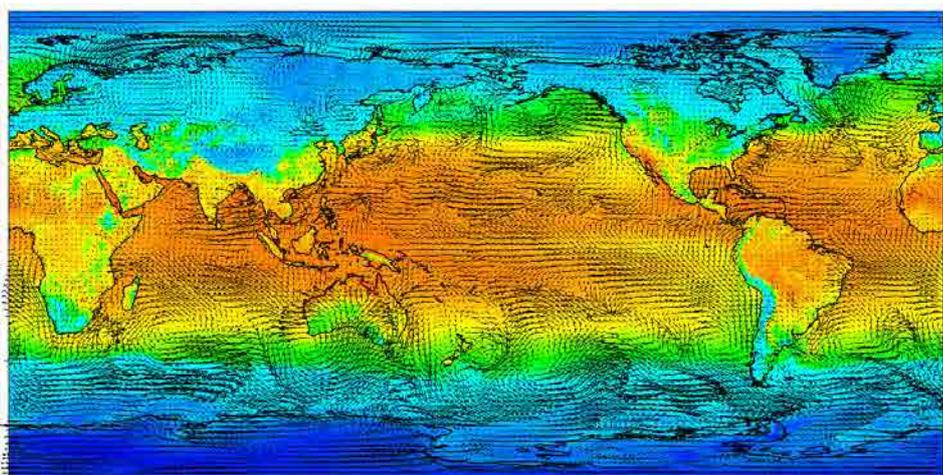
WRF モデルによる気象シミュレーションの初期値・境界値には NCEP の客観解析データ（Global Final Analysis, FNL）を使用した。FNL は NCEP が全球の気象データを再解析したデータで、地上気象観測、高層観測などの観測データ、衛星の観測データなどから 3 次元的に規則正しく分布する格子点上の気象要素の値を求めた結果が収録されている。図 7.1.1 にＦＮＬデータの例（風・気温分布）を示す。土地利用、地形データは WRF モデルに標準で装備されている、米国地質調査所（USGS）作成のデータを使用した。

（出典：日本気象協会）

図7.1.1　ＦＮＬデータの例（風・気温分布）

計算対象期間は、2008 年の 1 月～12 月の 1 年間である。表 7.1.2 に示すように、計算領域は 2 領域を設け、広域（領域１）を水平格子間隔 15km で、エルサルバドル周辺（領域２）をより詳細な格子間隔（5km）で計算した。

表7.1.2　計算領域の設定（ＷＲＦモデル）

	領域１	領域２
水平格子間隔	15km	5km
水平格子数	60×52	75×51
計算領域		

（出典：日本気象協会）

B. MASACON モデル

WRF モデルより得られる水平格子間隔 5 km の風速値の計算結果をもとに、MASCON モデルにより、エルサルバドル国全土をカバーする水平格子間隔 500 m の風況データを作成した。MASCON モデルは、地形データ（標高値）を用いて、質量保存測を満足するように風速場を補正するモデルであり、比較的少ない計算時間で詳細な地形効果を考慮できる利点をもつ。なお、計算に入力する初期値は、WRF の出力結果を距離の重み付けをして内挿することにより作成した。

地形標高値は、SRTM（Shuttle Radar Topography Mission)のデジタルデータを用いて作成した解像度約 500 ｍの DEM（数値標高モデル：Digital Elevation Model）を用いた。

計算領域の設定は下表に示すとおりである。

表7.1.3　計算領域の設定（ＭＡＳＣＯＮモデル）

	Mascon計算領域
水平格子間隔	約500m
水平格子数	625×367
鉛直格子数	15(層)
領域端	西端経度：西経90.497685度、東端経度：西経87.608796度 北端緯度：北緯14.696759度、南端緯度：北緯13.002315度
計算領域と地形標高	

(出典：日本気象協会)

7.1.2.3　風力ポテンシャルマップ

本調査で作成した風力ポテンシャルマップは、地上高 30ｍ、50m および 80m を対象としている。NREL によると、風力エネルギー密度が、地上高 30m において 320(W/m^2)以上、地上高 50m において 400(W/m^2)となる地域が風力発電の導入に適している。下表に、風力エネルギー密度の評価基準を示す。

表7.1.4　風力階級の定義

Class	Resource potential	Wind speed (m/s) (30 m height)	Wind power density (W/m^2) (30 m height)	Wind speed (m/s) (50 m height)	Wind Power density (W/m^2) (50 m height)
1	Poor	0.0 - 5.1	0 - 1 60	0 – 5.6	0 – 200
2	Marginal	5.1　– 5.9	1 60 – 240	5.6 – 6.4	200 – 300
3	Considerable	5.9 – 6.5	240 – 320	6.4 – 7.0	300 – 400
4	Good	6.5 – 7.0	320 – 400	7.0 - 7.5	400 – 500
5	-	7.0 – 7.4	400 – 480	7.5 – 8.0	500 – 600
6	-	7.4 – 8.2	480 – 640	8.0 – 8.8	600 – 800
7	-	8.2 – 11.0	640 – 1600	8.8 – 11.9	800 - 2000

(出典: NREL)

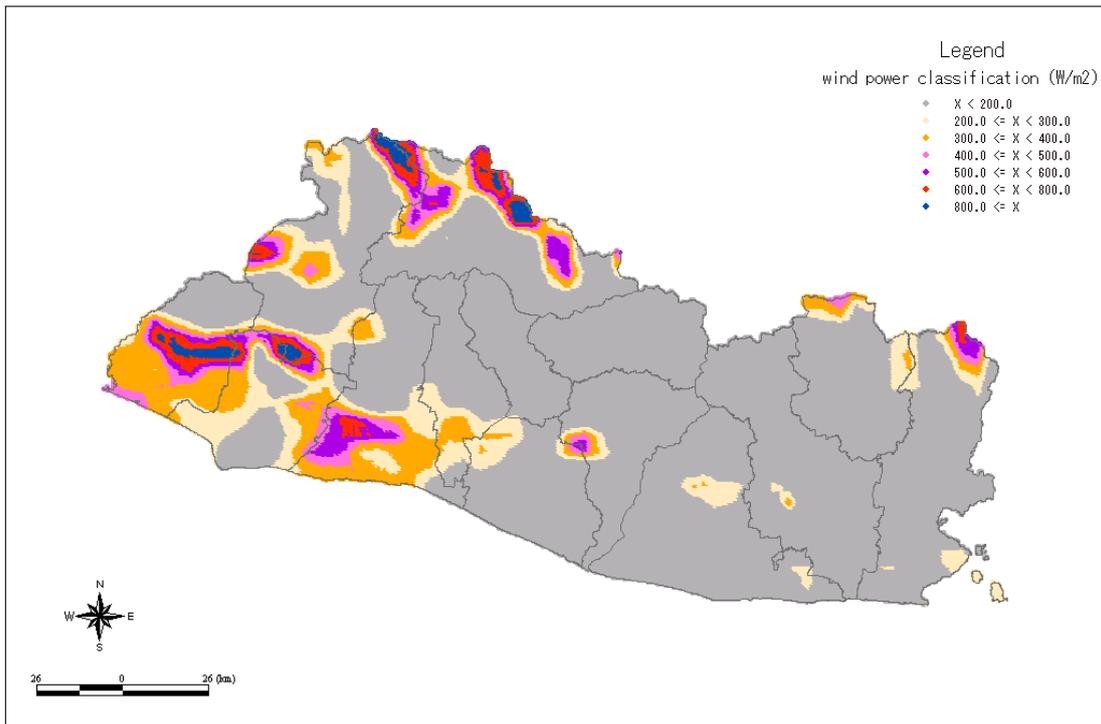
本調査で作成したエルサルバドル全土の風力ポテンシャルマップを以下に示す。

（出典：日本気象協会）

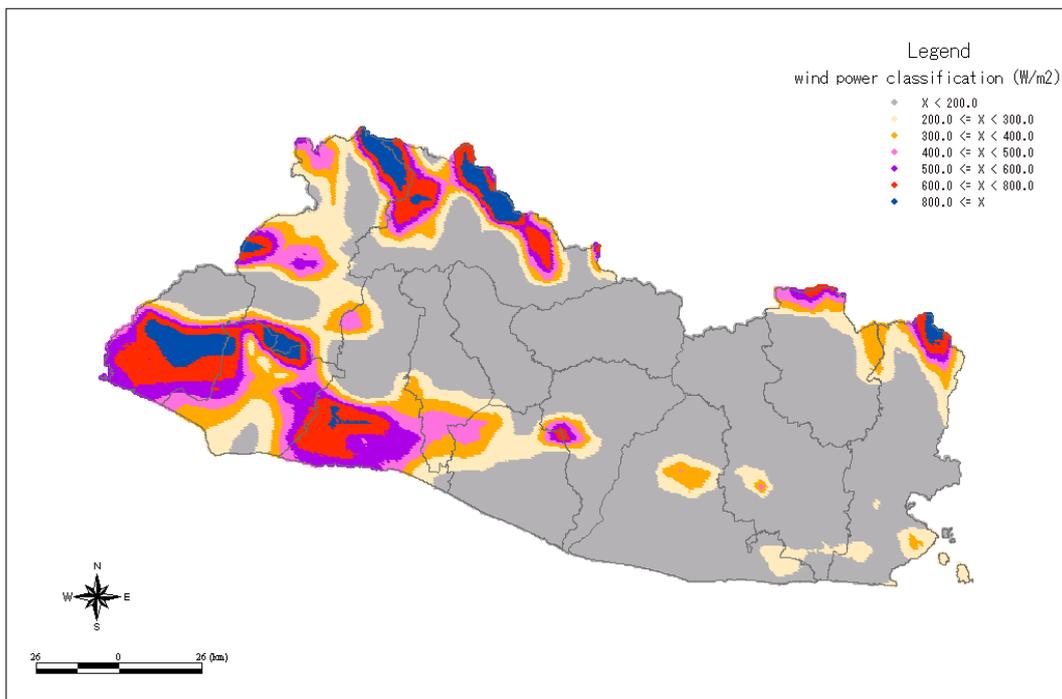
図7.1.2　エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高30m）

（出典：日本気象協会）

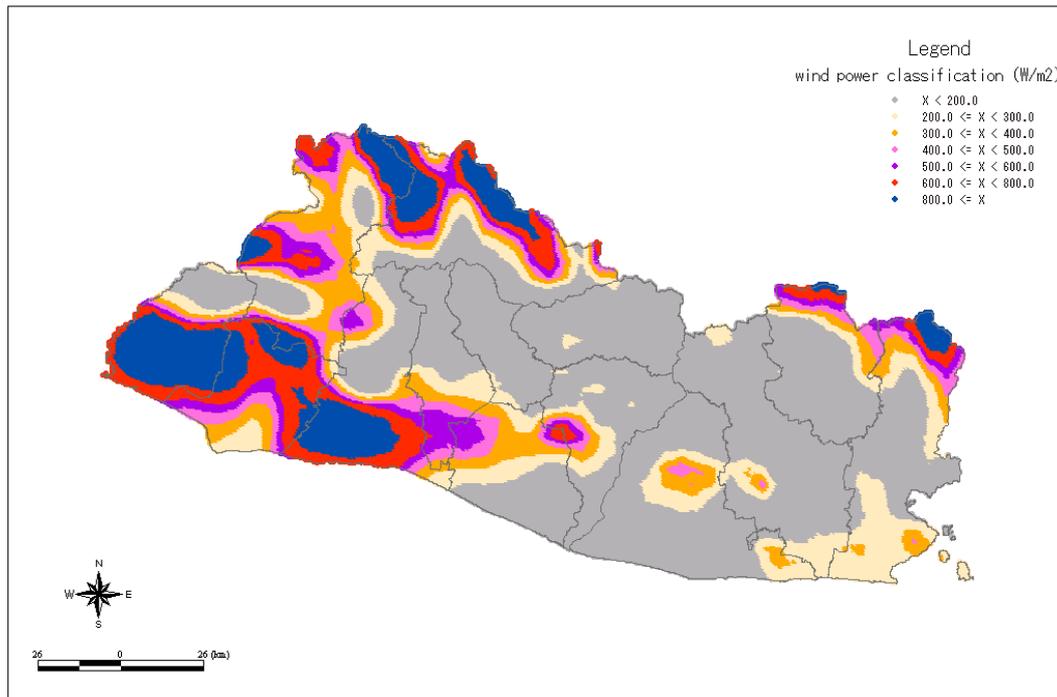
図7.1.3　エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高50m）

（出典：日本気象協会）

図7.1.4　エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高80m）

7.1.3　解析結果

7.1.3.1　風力ポテンシャル

エルサルバドル国において風力ポテンシャルを分析した結果、主に以下の地域において風力ポテンシャルが大きいことが判明した。

・南西部の山岳地帯（稜線から南側に広がる地域）

・北西部の山岳地帯（稜線付近）

・北東部の山岳地帯（稜線付近から国境付近）

また、上記のサイトにおける風力ポテンシャルの分布形状は各高度でほぼ類似している。ただし、高度が上がるとポテンシャルは全体に増大し、高度 80m では 800W/m^2 超の領域がかなり大きくなる。高度 50mのマップは、従来の SWERA によるマップ（水平格子間隔 1km）と類似性が高い。しかし、本マップ（水平格子間隔 500m）のほうが、南西部にある山岳地帯南側の風力ポテンシャルの大きさが明瞭に現れている。

7.1.3.2　風力ポテンシャル地点

本調査では、風力ポテンシャルマップから風況の良い地域を抽出し、データベースを作成した。風力ポテンシャルの大きい地域を特定する為に、選定条件として地上高 50m において風力ポテンシ

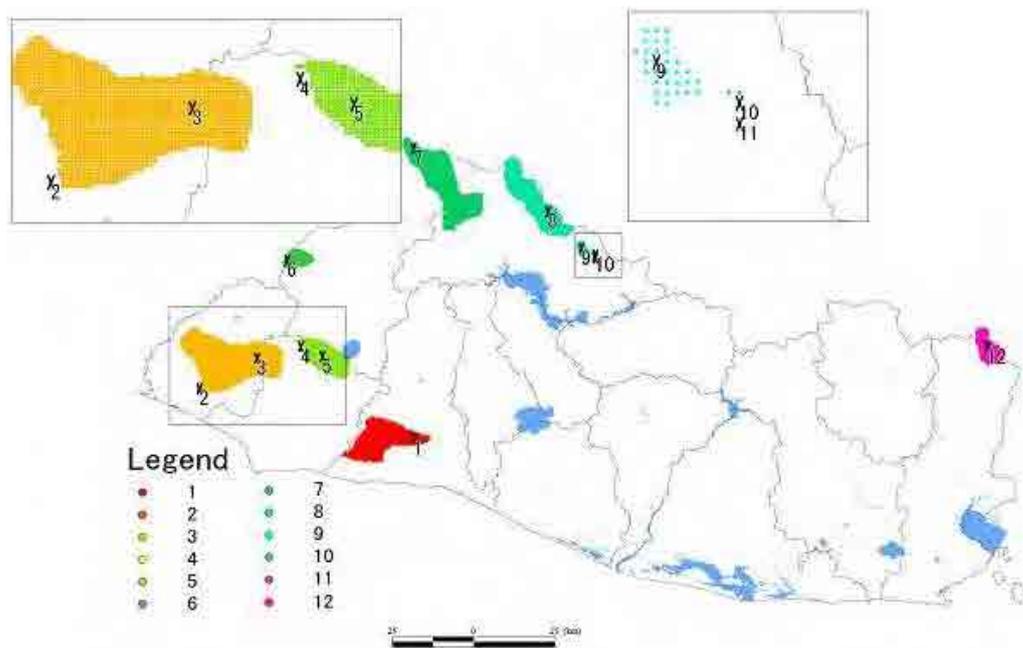
ャルが 700W/m^2 以上となる地域を抽出した。その結果として、下図に示す 12 地域が選出された。各地域で最大ポテンシャルを示す地点のデータを代表値として、データベースを作成した。

（出典：日本気象協会）

図7.1.5　風力ポテンシャル地域

表 7.1.5 に、各風力ポテンシャル地域を代表する地点における地上高 30m、50m および 80m の風速および風力エネルギー密度を示す。同様に、表 7.1.6 に各地域のワイブル分布パラメータ(c,k)を示す。

表7.1.5　風力ポテンシャル地域のデータ（風速、風力エネルギー密度）

point(area)	latitude	longitude	altitude	annual mean wind speed(m/s)			annual wind potential(W/m^2)		
	deg	deg	m	30m	50m	80m	30m	50m	80m
1	13.6181	-89.3773	956	6.50	7.32	7.66	574.0	843.8	1010.2
2	13.7569	-89.9653	224	5.15	5.94	6.62	401.6	703.4	1036.7
3	13.8403	-89.8079	1796	8.20	8.52	8.69	1072.2	1231.2	1348.9
4	13.8727	-89.6875	1925	6.61	7.42	7.94	485.1	707.0	899.1
5	13.8449	-89.6273	2096	8.19	8.48	8.55	1100.8	1237.1	1281.8
6	14.1134	-89.7245	1318	8.22	8.87	9.33	806.0	1013.6	1193.8
7	14.4236	-89.3773	2214	8.61	8.95	9.08	1183.2	1363.3	1460.1
8	14.2477	-89.0069	1266	7.26	7.81	7.96	1029.6	1287.6	1402.6
9	14.1458	-88.9144	1447	5.82	6.26	6.44	589.5	749.0	849.5
10	14.1273	-88.8773	1178	5.96	6.30	6.47	591.6	708.8	794.9
11	14.1181	-88.8773	1101	5.94	6.30	6.46	576.9	700.9	782.6
12	13.8727	-87.7986	1001	6.75	7.56	7.98	636.4	911.5	1103.1

（出典：日本気象協会）

表7.1.6　風力ポテンシャル地域のデータ（ワイブル分布(c, k)）

point (area)	weibull parameter c			weibull parameter k		
	30m	50m	80m	30m	50m	80m
1	7.05	7.91	8.20	1.33	1.30	1.25
2	5.46	6.13	6.70	1.16	1.07	1.00
3	8.72	9.06	9.26	1.36	1.33	1.29
4	7.12	7.90	8.39	1.49	1.45	1.43
5	8.80	9.02	9.13	1.27	1.29	1.28
6	9.05	9.73	10.22	1.69	1.68	1.66
7	9.03	9.39	9.56	1.37	1.32	1.29
8	7.33	7.90	8.01	1.10	1.07	1.04
9	5.89	6.30	6.45	1.10	1.07	1.04
10	6.20	6.54	6.69	1.15	1.13	1.10
11	6.21	6.60	6.71	1.16	1.14	1.11
12	7.09	7.92	8.33	1.34	1.31	1.26

（出典：日本気象協会）

7.1.3.3　観測データとの比較

年平均風速は、各水平格子の年間の毎日毎時の風速値を平均して算出した。なお、分布形状が大きく異ならなければ、年平均風速の大小と風力ポテンシャルの大小は一致すると考えられる。気象官署の存在する水平格子において計算値を実測値と比較した結果を下表に示す。

表7.1.7　実測値と計算値の比較

コード	観測所	年間平均風速（10m, 2008年）（m/s）	計算値（10m）(m/s)	計算値（30m）(m/s)
4	Ilopango	4.6	3.5	4.6
31	La Union	2.9	3.4	4.5
32	San Miguel	2.0	2.4	2.7

（出典：日本気象協会）

7.1.4　今後の課題

本調査で、エルサルバドル全土を対象とした風況マップを作成した。この結果、エルサルバドル国内で風力ポテンシャルの卓越している地域が判明した。

- 風況観測装置の設置：
  風況が卓越している地点に風況観測タワーを設置し、実測することが必要である。
- 風況データ分析：
  観測したデータを解析し風力発電の導入に適した地域を選定することが必要となる。
- 観測及び分析体制の確立：
  風況観測を実施する為、観測タワーの据付、データ回収、分析及び評価を行う体制を確立する必要がある。民間企業が風況観測の実施を検討する際には、観測に適した地域等を助言できることが必要である。

7.2 小水力発電（20 MW 以下）導入促進ガイドライン作成

小水力発電（20 MW 以下）導入促進ガイドラインは、CNE と JICA 調査団両者による協議と協働作業を通じて作成した。ガイドラインはスペイン語版のみ作成し、本報告書とは別冊とした。ガイドラインには、①小水力発電導入における必要な諸手続き方法、②発電計画と評価手法、③維持管理方法、④環境影響モニタリング、⑤今後の提案を含む。

7.2.1 作成するガイドラインの概要

エルサルバドル国における小水力発電導入促進ガイドライン策定の目的は、以下のとおりである。

A. 化石燃料および地球温暖化ガス削減のための再生可能エネルギー（特に小水力発電）の設備容量の増加
B. 政府として開発優先度等の全体開発計画の検討時に参照される基準の作成
C. 小水力開発導入に際しての課題となっている複雑な諸手続きを簡易に紹介し、開発者が迅速に手続きを行えるようにする
D. 環境天然資源省（MARN）への環境関連許可取得や電気通信総監督庁（SIGET）の開発許認可申請の必要手続き等の開発者向けの手引きの作成
E. 小水力開発計画の初期段階における技術面、経済・財務面、環境などの簡便な評価手法の紹介し、開発者が簡便に実施可能性を事前検討できるようにする
F. 運用・維持管理手法（必要なスペアパーツリスト等を含む）の紹介

ガイドラインには以下の項目を含む。

A. 概要
B. 小水力開発に必要な手続き
C. 小水力発電計画の立案と評価
D. 運用・維持管理
E. 提言
F. 添付（MARN や SIGET の申請様式など）

7.2.2 小水力発電開発目標

エルサルバドル国政府としては、公式な小水力発電の開発目標は設定していない。CNE による「2012 年～2026 年まで電力需要予測と発電開発計画」(CNE, 2011)によれば、2026 年までの小水力開発目標を表 7.2.1 に示すとおり 20 MW と想定している。

表 7.2.1　CNE による電源拡張計画

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel	15
2012	Contrato Xacbal	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral Optimización Geotérmica Ahuachapán.	66 5
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre Geotérmica Berlín, Unidad 6 Ciclo Combinado Gas Natural -a Ciclo combinado Gas Natural –b	80 5 250 107
2017	Central Geotérmica Chinameca Geotérmica Berlín, Unidad 5 Ciclo Combinado Gas Natural – b	47 26 143
2019	Motores de media velocidad, gas natural	100
2020	Motores de media velocidad, gas natural	100
2021	Motores de media velocidad, gas natural	100
2023	Ciclo combinado Gas Natural – c	250
2026	Ciclo combinado Gas Natural – d	250

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2011	Expansión Ingenio El Ángel	15
2012	Contrato Xacbal	30
2013	Expansión Ingenio La Cabaña	15
2015	Hidroeléctrica Chaparral Optimización Geotérmica Ahuachapán. Fotovoltaico - a	66 5 5
2016	Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre Geotérmica Berlín, Unidad 6 Ciclo Combinado Gas Natural -a Ciclo combinado Gas Natural - b Pequeña Central Hidroeléctrica - a	80 5 250 250 10
2017	Central Geotérmica Chinameca Geotérmica Berlín, Unidad 5 Pequeña Central Hidroeléctrica - b Fotovoltaico - b Parque Eólico Térmico Solar Concentrado	47 26 10 3 42 50
2018	Fotovoltaico - c	10
2021	Motores de media velocidad, gas natural	100
2022	Ciclo combinado Gas Natural - c Cimarrón	250 261

（出典:　“Plan Indicativo de la Expansión de la Generación de El Salvador 2012 - 2026” , CNE, 2011）

ガイドラインにおける 2027 年までの小水力発電の目標開発量は 20 MW と設定した。

7.2.3　小水力発電（20 MW 以下）導入促進ガイドライン

7.2.3.1　技術面の検討の流れ

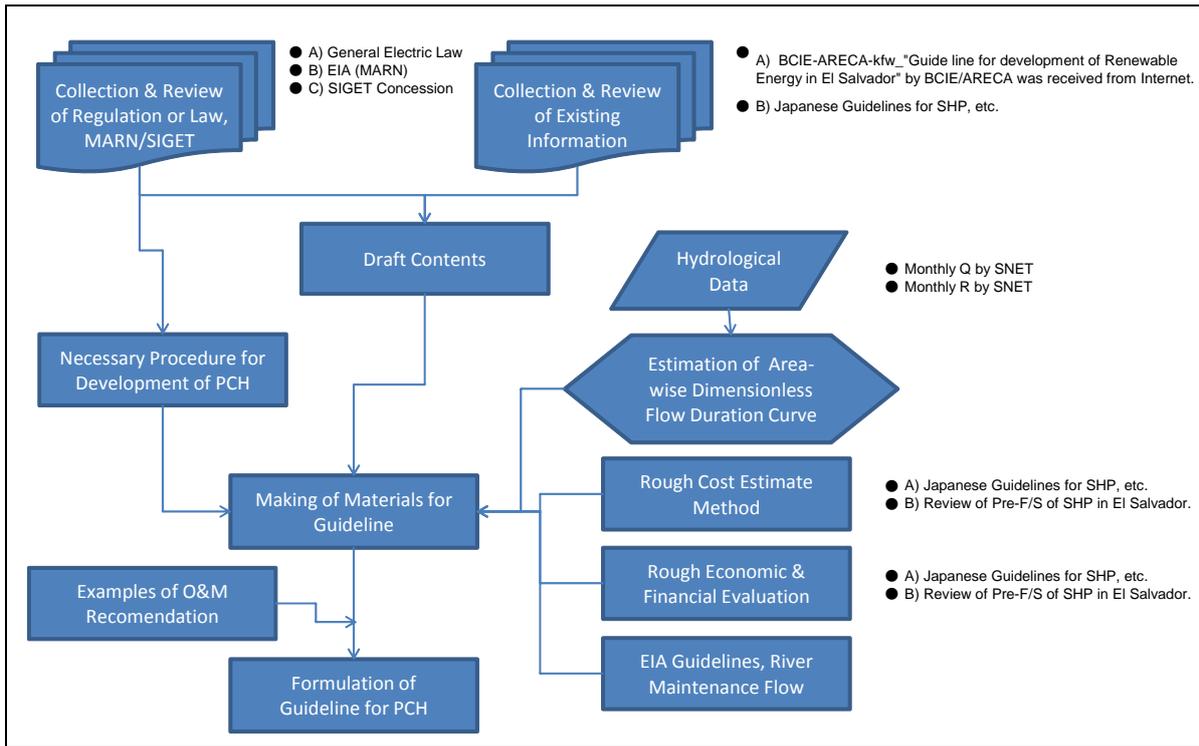
小水力発電導入促進ガイドライン策定における技術面の検討の流れを図 7.2.1 に示す。初期段階における小水力発電の建設費の算定のため、表 7.2.2 に示す日本の「中小水力発電ガイドブック」（財団法人 新エネルギー財団）の工事費算定の簡便式を紹介している。また、小水力発電プロジェクトの計画地点における設計流量算定のために、入手可能な水文データを用いて算定した各県別の無次元流況曲線（図 7.2.2 および表 7.2.3）をガイドラインに添付した。

（出典：JICA 調査団）

図 7.2.1　小水力発電導入促進ガイドライン策定における技術面の検討の流れ

表 7.2.2　小水力発電工事費の簡易算定式

項目	算定式
Power House	Cost [x1000 US$] = 0.084 * (P[kw])$^{\wedge 0.830}$ / 80
Intake Weir	Q_{max} = Q / Plant Factor {(H: Height of Weir [m])^2 * (L:Length of Weir [m])} = Q_{max} * 198 Concrete Volume [m^3] = 11.8 * (H^2 * L)$^{\wedge 0.781}$ Cost [mil.US$] = 0.21 * (Concrete Volume)$^{\wedge 0.866}$ / 80
Intake	[Q < 4.4 m^3/s] Inner Diameter [m] = 1.8 m [Q >= 4.4 m^3/s] Inner Diameter [m] = 1.036 * Q$^{\wedge 0.375}$ Cost [x1000 US$] = 19.7 * (Inner Diameter * Q)$^{\wedge 0.506}$ / 80
Settling Basin	Cost [x1000 US$] = 18.2 * Q$^{\wedge 0.830}$ /80
Open Canal	√(Width * Height) = 1.09 * Q$^{\wedge 0.379}$ Unit Cost [x1000 US$/m] = 122 * (√(Width * Height))$^{\wedge 1.19}$ / 80
Penstock Pipe	Inner Diameter [m] = 0.888 * Q$^{\wedge 0.370}$ Unit Cost [x1000 US$/m] = 357 * (Inner Diameter)$^{\wedge 1.14}$ /80
Outlet Chanel	Cost [mil.US$] = 9.54 * { (Radius of Chanel) * Q }$^{\wedge 0.432}$ / 80 Radius of Outlet Chanel is decided by Penstock Pipe
Mechanical Works	Cost [mil.US$] = 0.0595 * { Q * $H_e$$^{\wedge 2/3}$ * (number of turbine)$^{\wedge 1/2}$ }$^{\wedge 1.49}$ /80
Electrical Facilities	Cost [mil.US$] = 12.8 * (P[kW] / √$H_e$)$^{\wedge 0.648}$ / 80

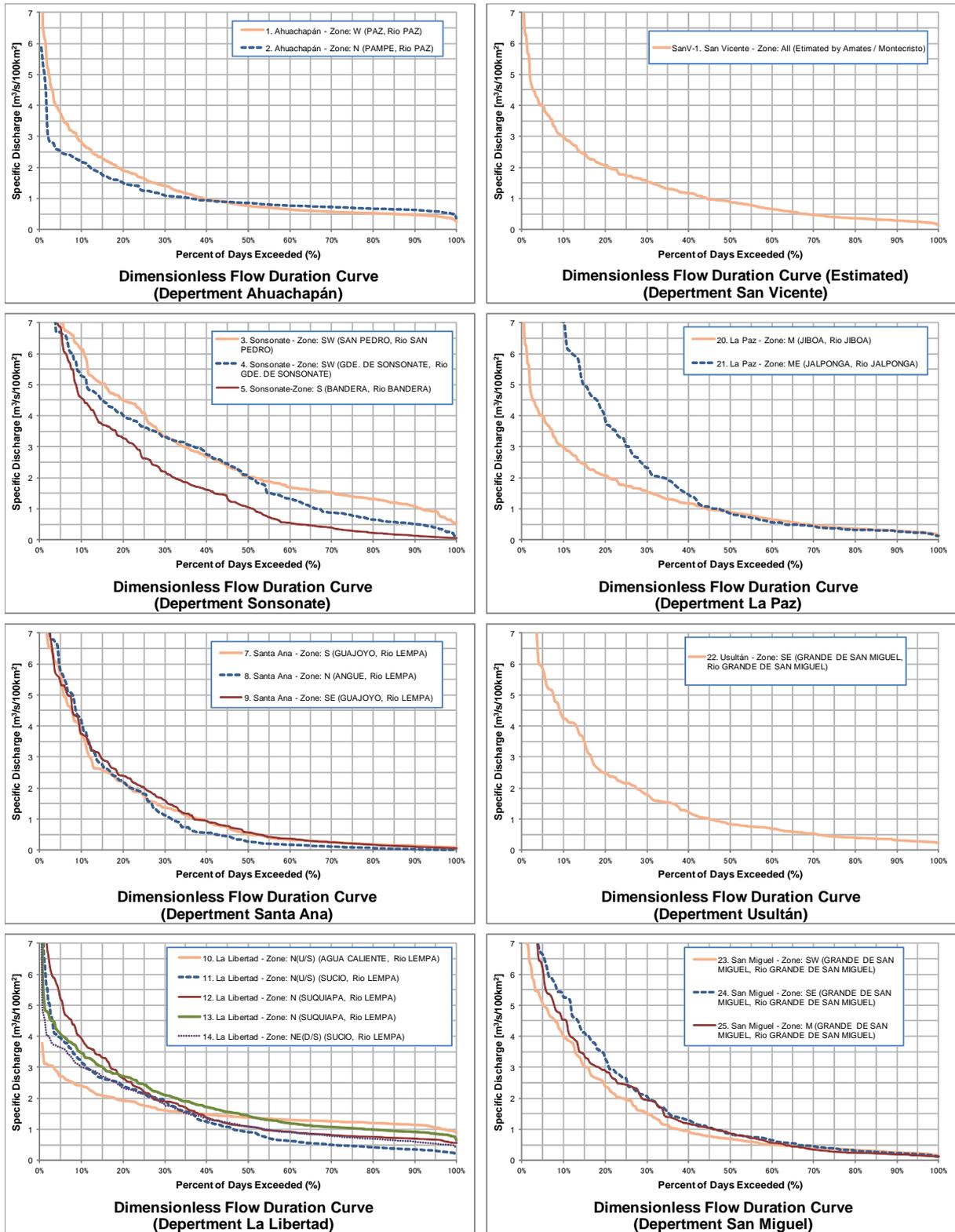
（出典:「中小水力発電ガイドブック」（財団法人 新エネルギー財団））

（出典: JICA 調査団（SNET による月平均流量を用いて作成））

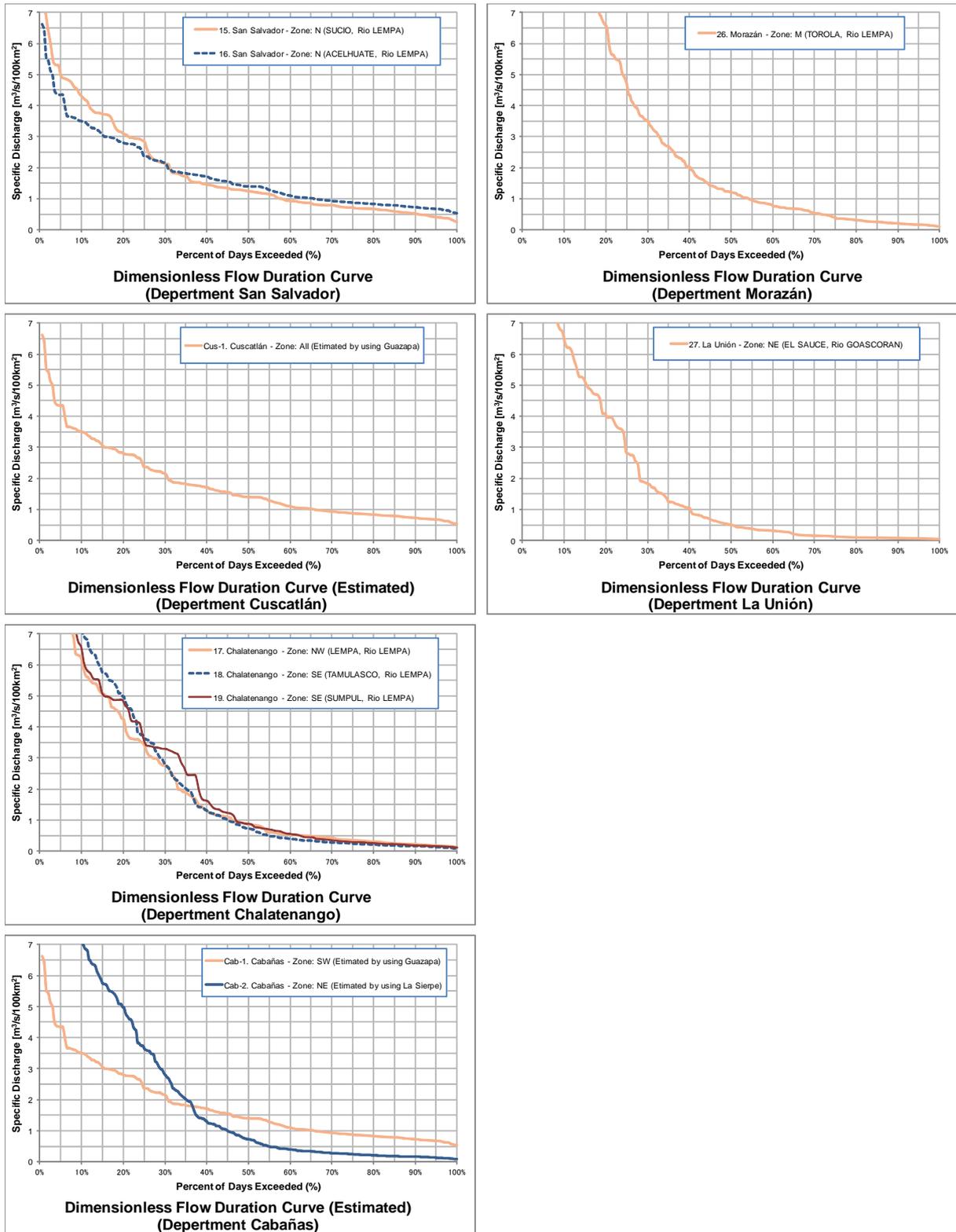
図 7.2.2　各県別無次元流況曲線(1/2)

（出典: JICA 調査団（SNET による月平均流量を用いて作成））

図 7.2.2　各県別無次元流況曲線(2/2)

表 7.2.3　各県別無次元流況データ

Average Specific Discharge [$m^3/s/100km^2$] by Duration of Percent of Days Exceeded by Each Department

No.	No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Department	Departmento	Ahuachapán	Ahuachapán	Sonsonate	Sonsonate	Sonsonate	Sonsonate	Santa Ana	Santa Ana	Santa Ana	La Libertad	La Libertad	La Libertad	La Libertad	La Libertad	San Salvador	San Salvador
Zone	Zona	W	N	SW	SW	S	M	S	N	SE	N(U/S)	N(U/S)	N	N	NE(D/S)	N	N
Basin	Cuenca	PAZ	PAZ	SAN PEDRO	GDE. DE SONSONAT	BANDERA	BANDERA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA	LEMPA
River	Río	PAZ	PAMPE	SAN PEDRO	GDE. DE SONSONAT	BANDERA	CENIZA	GUAJOYO	ANGUE	GUAJOYO	AGUA CALIENTE	SUCIO	SUQUIAPA	SUQUIAPA	SUCIO	SUCIO	ACELHUATE
Station	Estacion	LA HACHADURA	SAN LORENZO	LA ATALAYA	SENSUNAPAN	SANTA BEATRIZ	CONACASTE HERRADO	SINGUIL	LOS PUENTES	SAN FRANCISCO	SAN ANDRES / E.N.A.	SAN ANDRES	LAS PAVAS	TACACHICO	EL JOCOTE	DESEMBOCADURA	GUAZAPA
Latitude	Latitud	13º51'34.3"	14º02'	13º37´	13º36´	13º36´	13º40´	14º07´	14º20´	14º02´	13º49´	13º48'	14º02´	13º59´	13º55'	14º02´	13º53´
Longitude	Longitud	90º05'17.1"	89º47'	89º50´	89º50´	89º44´	89º44´	89º36´	89º33´	89º30'	89º24´	89º24'	89º18´	89º20´	89º18'	89º16´	89º12´
El. [m]	Elevacion	30.16	507.53	3.20	1.77	24.03	148.87	615.37	427.21	393.88	445.02	440.85	264.57	288.24	321.70	245.06	320.84
C.A. [km^2]	Area drenaje	1,991.0	351.2	102.2	219.0	422.0	167.7	114.5	587.4	199.7	112.6	379.2	435.0	308.0	724.0	843.0	366.0
Obs.Period		Apr.62-Oct.85, Jun.93-	Feb.60-Feb.85	Sep.68-Jun.88, Feb.90-	Jun.59-Oct.82	Jul.60-Jun.87	Feb.70-Sep.80, Jan.90-Oct.98	Jun.69-Oct.85	May.59-Nov.85	Apr.61-Nov.86	Aug.65-Aug.91, Dec.81-	Apr.59 -	Oct.68-Sep.82, Mar.90-	Nov.60-Jul.87	Feb.67-Abr.87	Apr.60-Aug.74	67-68, 74-84
Duration [%]	Days of Year Dias	Specific.Discharge [$m^3/s/100km^2$]															
5%	18	3.750	2.548	7.221	6.708	6.872	4.609	5.790	6.027	5.533	2.718	3.966	5.402	4.104	3.649	5.302	4.344
10%	37	2.819	2.178	6.155	5.315	4.600	3.667	3.764	4.270	3.766	2.371	3.201	3.979	3.474	3.006	4.377	3.503
15%	55	2.294	1.765	5.039	4.493	3.725	3.381	2.594	2.785	2.954	2.034	2.661	3.333	3.029	2.728	3.760	3.074
20%	73	1.906	1.538	4.511	4.009	3.270	2.856	2.201	2.215	2.399	1.865	2.402	2.651	2.721	2.355	3.149	2.814
25%	91	1.654	1.256	4.090	3.658	2.628	2.600	1.782	1.820	2.033	1.696	2.136	2.237	2.471	2.131	2.881	2.377
30%	110	1.411	1.108	3.346	3.329	2.201	2.338	1.371	1.129	1.612	1.572	1.912	1.887	2.107	1.830	2.159	2.167
35%	128	1.173	1.039	2.994	3.132	1.855	2.212	1.144	0.735	1.172	1.501	1.582	1.699	1.906	1.532	1.732	1.839
40%	146	0.962	0.945	2.691	2.763	1.618	2.010	0.969	0.557	0.936	1.430	1.253	1.372	1.724	1.378	1.476	1.716
45%	164	0.869	0.897	2.427	2.466	1.436	1.860	0.751	0.446	0.771	1.385	1.076	1.184	1.571	1.231	1.357	1.566
50%	183	0.760	0.863	2.035	2.091	1.055	1.550	0.524	0.274	0.561	1.561	0.912	1.078	1.460	1.097	1.251	1.410
55%	201	0.708	0.812	1.888	1.516	0.727	1.389	0.419	0.201	0.421	1.510	0.730	0.959	1.299	0.999	1.157	1.301
60%	219	0.648	0.777	1.693	1.324	0.547	1.091	0.341	0.169	0.366	1.279	0.620	0.917	1.195	0.907	0.940	1.117
65%	237	0.601	0.752	1.614	1.100	0.467	0.877	0.306	0.145	0.290	1.226	0.554	0.851	1.123	0.840	0.870	1.030
70%	256	0.569	0.735	1.536	0.877	0.396	0.674	0.253	0.111	0.245	1.190	0.501	0.814	1.078	0.786	0.794	0.951
75%	274	0.544	0.706	1.409	0.790	0.294	0.501	0.218	0.089	0.200	1.296	0.464	0.768	1.039	0.738	0.719	0.891
80%	292	0.523	0.678	1.321	0.658	0.218	0.441	0.183	0.063	0.165	1.245	0.419	0.749	0.994	0.696	0.673	0.842
85%	310	0.499	0.658	1.204	0.584	0.175	0.376	0.157	0.039	0.130	1.194	0.382	0.713	0.951	0.649	0.600	0.798
90%	329	0.469	0.638	1.076	0.516	0.126	0.328	0.140	0.026	0.105	1.153	0.353	0.694	0.922	0.610	0.530	0.738
95%	347	0.432	0.592	0.920	0.402	0.092	0.286	0.114	0.012	0.075	1.122	0.309	0.655	0.860	0.543	0.414	0.689
100%	365	0.245	0.376	0.538	0.096	0.055	0.149	0.087	0.002	0.050	0.949	0.166	0.554	0.656	0.383	0.249	0.541

Source: JICA Study Team. Prepared by using Mean Monthly Discharge Data at each Hydrological Stations by SNET.

No.	No.	Cus-1	17	18	19	Cab-1	Cab-2	SanV-1	20	21	22	23	24	25	26	27
Department	Departmento	Cuscatlán	Chalatenango	Chalatenango	Chalatenango	Cabañas	Cabañas	San Vicente	La Paz	La Paz	Usultán	San Miguel	San Miguel	San Miguel	Morazán	La Unión
Zone	Zona	All	NW	SE	SE	SW	NE	All	M	ME	SE	SW	SE	M	M	NE
Basin	Cuenca	Etimated	LEMPA	LEMPA	LEMPA	Etimated	Etimated	Etimated	JIBOA	JALPONGA	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	LEMPA	GOASCORAN
River	Río	Etimated	LEMPA	TAMULASCO	SUMPUL	Etimated	Etimated	Etimated	JIBOA	JALPONGA	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	GRANDE DE SAN MIGUEL	TOROLA	EL SAUCE
Station	Estacion	Etimated by using Guazapa	CITALA	LA SIERPE	LAS FLORES	Etimated by using Guazapa	Etimated by using La Sierpe	Etimated by Amates / Montecristo	AMATES / MONTECRISTO	LA CEIBA	LAS CONCHAS	VADO MARIN	MOSCOSO	VILLERIAS	OSICALA	EL SAUCE
Latitude	Latitud		14º22.1'	14º01.7´	14º02.7'				13º30.5´	13º31´	13º17'	13º18´	13º27.7'	13º31´	13º50'	13º40'
Longitude	Longitud		89º12.9'	88º56.5´	88º48.5'				88º59.5´	88º57´	88º25'	88º17´	88º09.2'	88º11´	88º09'	87º48'
El. [m]	Elevacion		701.63	344.18	174.33				68.21	98.34	7.47	19.78	76.02	87.43	277.40	71.79
C.A. [km^2]	Area drenaje		914.0	74.0	980.5				426.0	58.0	2,238.0	1,900.0	1,074.0	910.0	908.0	319.5
Obs.Period		N.D.	May.72-Oct.82, Jul.90-	May.74-Sep.85, Dec.93-		N.D.	N.D.	N.D.	Jun.59-Mar.77, Sep.77-Aug.86, Jan.93-	Jul.65-Sep.85	Jul.63-Jan.82	May.59-Apr.81, Jun.93-99, Apr. 2006-	May.64-Apr.81	70-79, 95-96, 2002-		
Duration [%]	Days of Year Dias	Specific.Discharge [$m^3/s/100km^2$]														
5%	18	4.344	7.911	9.108	8.129	4.344	9.108	3.993	3.993	9.052	5.943	5.069	6.620	6.407	13.326	9.718
10%	37	3.503	6.277	7.135	6.578	3.503	7.135	3.005	3.005	7.052	4.245	4.026	5.253	4.545	10.570	6.720
15%	55	3.074	5.098	5.743	5.119	3.074	5.743	2.451	2.451	4.966	3.677	3.051	4.113	3.434	8.283	5.205
20%	73	2.814	4.269	4.973	4.875	2.814	4.973	2.073	2.073	4.086	2.493	2.411	3.268	2.911	6.601	4.085
25%	91	2.377	3.488	3.635	3.685	2.377	3.635	1.734	1.734	3.017	2.158	1.975	2.628	2.440	4.792	2.836
30%	110	2.167	2.751	2.811	3.299	2.167	2.811	1.580	1.580	2.328	1.810	1.512	2.058	1.960	3.513	1.828
35%	128	1.839	1.895	2.041	2.707	1.839	2.041	1.310	1.310	1.983	1.538	1.137	1.547	1.396	2.694	1.380
40%	146	1.716	1.327	1.311	1.642	1.716	1.311	1.167	1.167	1.466	1.270	0.944	1.287	1.182	2.026	1.052
45%	164	1.566	1.111	1.014	1.260	1.566	1.014	0.974	0.974	1.069	1.028	0.770	1.039	1.038	1.432	0.701
50%	183	1.410	0.859	0.716	0.886	1.410	0.716	0.878	0.878	0.845	0.835	0.684	0.846	0.864	1.211	0.504
55%	201	1.301	0.602	0.486	0.705	1.301	0.486	0.782	0.782	0.724	0.758	0.593	0.743	0.725	0.954	0.376
60%	219	1.117	0.532	0.392	0.565	1.117	0.392	0.655	0.655	0.569	0.693	0.503	0.638	0.562	0.787	0.310
65%	237	1.030	0.486	0.338	0.452	1.030	0.338	0.566	0.566	0.483	0.603	0.453	0.540	0.443	0.677	0.194
70%	256	0.951	0.430	0.270	0.367	0.951	0.270	0.467	0.467	0.448	0.536	0.395	0.443	0.347	0.533	0.147
75%	274	0.891	0.350	0.243	0.300	0.891	0.243	0.399	0.399	0.362	0.432	0.363	0.372	0.274	0.400	0.122
80%	292	0.842	0.302	0.203	0.267	0.842	0.203	0.354	0.354	0.310	0.405	0.327	0.296	0.242	0.307	0.085
85%	310	0.798	0.247	0.176	0.230	0.798	0.176	0.315	0.315	0.310	0.368	0.297	0.256	0.216	0.249	0.078
90%	329	0.738	0.218	0.162	0.191	0.738	0.162	0.282	0.282	0.259	0.321	0.248	0.219	0.189	0.206	0.069
95%	347	0.689	0.174	0.135	0.168	0.689	0.135	0.245	0.245	0.224	0.285	0.223	0.189	0.157	0.164	0.056
100%	365	0.541	0.101	0.081	0.122	0.541	0.081	0.117	0.117	0.121	0.229	0.160	0.116	0.113	0.100	0.034

Source: JICA Study Team. Prepared by using Mean Monthly Discharge Data at each Hydrological Stations by SNET.

（出典: JICA 調査団（SNET による月平均流量を用いて作成））

計画中の小水力開発地点における設計流量を検討する際は、計画取水地点の流域面積[km^2]が分かれば、表 7.2.3 から対象地域（県）の期間別（年間の％）の比流量[$m^3/s/100km^2$]を読み取り、以下の式により簡便に流量を算定することができる。

Q = A * Qsp

Q　：計画取水地点における流量[m^3/s]

A　：計画取水地点における流域面積[km^2]

Qsp：各地域（県）別の比流量[$m^3/s/100km^2$]

図 7.2.3 に SNET の流量観測所位置図を、表 7.2.4 に水文観測所のリストおよび観測期間を示す。図 7.2.3 および表 7.2.4 からも分かるように、多くの水文観測所では、1985 年頃~1992 年頃の内戦期間中に観測が中断されたが、その後、徐々に観測を開始した地点もある。水文観測所の配置には偏りがあり、Ahuachapán 県東部、La Libertad 県南部 San Salvador 県南部、Chalatenango 県北西部、San Miguel 県北部、Morazán 県全域、La Unión 県全域で流量観測所が不足している。特に、Cuscatlán 県、Cabañas 県、および San Vicente 県では、流量観測所が全く存在しない。

小水力発電計画や水資源計画を立案する際は、できるだけ長期間の近傍観測所の流量データが必要となるため、今後、全国的な水文観測体制の構築が望まれる。

（出典: JICA 調査団（SNET による月平均流量を用いて作成））

図 7.2.3　SNET の水文観測所位置図

表 7.2.4　SNET の水文観測所および観測期間

No.	Department / Departmento	Basin / Cuenca	River / Río	Station / Estacion	Latitude / Latitud	Longitude / Longitud	El. [m] / Elevacion	C.A. [km^2] / Area drenaje	Obs. Period / Período de Observación
1	Ahuachapán	Paz	Paz	La Hachadura	13º51'34.3"	90º05'17.1"	30.16	1,991.0	Apr.62-Oct.85, Jun.93-
2	Ahuachapán	Paz	Pampe	San Lorenzo	14º02'	89º47'	507.53	351.2	Feb.60-Feb.85
3	Sonsonate	San Pedro	San Pedro	La Atalaya	13º37´	89º50´	3.20	102.2	Sep.68-Jun.88, Feb.90-
4	Sonsonate	Grande de Sonsonate	Grande de Sonsonate	Sensunapan	13º36´	89º50´	1.77	219.0	Jun.59-Oct.82
5	Sonsonate	Bandera	Bandera	Santa Beatriz	13º36´	89º44´	24.03	422.0	Jul.60-Jun.87
6	Sonsonate	Bandera	Ceniza	Conacaste Herrado	13º40´	89º44´	148.87	167.7	Feb.70-Sep.80, Jan.90-Oct.98
7	Santa Ana	Lempa	Guajoyo	Singuil	14º07´	89º36´	615.37	114.5	Jun.69-Oct.85
8	Santa Ana	Lempa	Angue	Los Puentes	14º20´	89º33´	427.21	587.4	May.59-Nov.85
9	Santa Ana	Lempa	Guajoyo	San Francisco	14º02´	89º30'	393.88	199.7	Apr.61-Nov.86
10	La Libertad	Lempa	Agua Caliente	San Andres / E.N.A.	13º49´	89º24´	445.02	112.6	Aug.65-Aug.91, Dec.81-
11	La Libertad	Lempa	Sucio	San Andres	13º48'	89º24'	440.85	379.2	Apr.59 -
12	La Libertad	Lempa	Suquiapa	Las Pavas	14º02´	89º18´	264.57	435.0	Oct.68-Sep.82, Mar.90-
13	La Libertad	Lempa	Suquiapa	Tacachico	13º59´	89º20´	288.24	308.0	Nov.60-Jul.87, Sep.02-
14	La Libertad	Lempa	Sucio	El Jocote	13º55'	89º18'	321.70	724.0	Feb.67-Abr.87, Aug.92-
15	San Salvador	Lempa	Sucio	Desembocadura	14º02´	89º16´	245.06	843.0	Apr.60-Aug.74
16	San Salvador	Lempa	Acelhuate	Guazapa	13º53´	89º12´	320.84	366.0	67-68, 74-84
17	Chalatenango	Lempa	Lempa	Citala	14º22.1'	89º12.9'	701.63	914.0	May.72-Oct.82, Jul.90-
18	Chalatenango	Lempa	Tamulasco	La Sierpe	14º01.7´	88º56.5´	344.18	74.0	May.74-Sep.85, Dec.93-
19	Chalatenango	Lempa	Sumpul	Las Flores	14º02.7'	88º48.5'	174.33	980.5	Sep.72-Apr.79, May.03-Apr.08
20	La Paz	Jiboa	Jiboa	Amates / Montecristo	13º30.5´	88º59.5´	68.21	426.0	Jun.59-Mar.77, Sep.77-Aug.86, Jan.93-
21	La Paz	Jalponga	Jalponga	La Ceiba	13º31´	88º57´	98.34	58.0	Jul.65-Sep.85
22	Usultán	Grande de San Miguel	Grande de San Miguel	Las Conchas	13º17'	88º25'	7.47	2,238.0	Jul.63-Jan.82
23	San Miguel	Grande de San Miguel	Grande de San Miguel	Vado Marin	13º18´	88º17´	19.78	1,900.0	May.59-Apr.81, Jun.93-99, Apr. 2006-
24	San Miguel	Grande de San Miguel	Grande de San Miguel	Moscoso	13º27.7'	88º09.2'	76.02	1,074.0	May.64-Apr.81
25	San Miguel	Grande de San Miguel	Grande de San Miguel	Villerias	13º31´	88º11´	87.43	910.0	70-79, 95-96, 2002-
26	Morazán	Lempa	Torola	Osicala	13º50'	88º09'	277.40	908.0	Jan.62-Apr.80, May.02-
27	La Unión	Goascoran	El Sauce	El Sauce	13º40'	87º48'	71.79	319.5	Nov.70-Feb.82, May.03-Nov.06
28	Santa Ana / Chalatenango	Lempa	Lempa	Paso del Oso	14º05.5´	89º25´	294.60	4,531.4	Feb.71-Oct.83, Mar.90-
29	Cuscatlan	Lempa	Lempa	Colima	14º04´	89º08´	218.58	7,342.9	May.61-Oct.76
30	Usultán / San Vicente	Lempa	Lempa	San Marcos	13º26´	88º42´	4.88	18,176.3	Dec.59-Oct.82

Year / Año ('59–'85)

No.	Station	'59	'60	'61	'62	'63	'64	'65	'66	'67	'68	'69	'70	'71	'72	'73	'74	'75	'76	'77	'78	'79	'80	'81	'82	'83	'84	'85
1	La Hachadura				△	●	●	●	●	●	△	△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
2	San Lorenzo			●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	●	△	●	△	
3	La Atalaya											△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	△	△	△
4	Sensunapan	△	●	●	●		△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	●	●	●	●	●	●	●	△		
5	Santa Beatriz		△	●	●	●	●	●	●	△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	△	△	△
6	Conacaste Herrado												△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	●	△	●	●	●
7	Singuil											△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	△	△	△
8	Los Puentes	△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	△	△	●	●	●	●	●	●	△	△	△	●	△			
9	San Francisco			△	●	●	●	●	●			△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	△	△
10	San Andres / E.N.A.												△	●	●	●	●	△	△	●	●	●	●	△				
11	San Andres	△		●	●	●	●	●	●	●	●	△		△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	●	●	△
12	Las Pavas												△	●	●	●	●	●	●	△	△	△	△	△	△			
13	Tacachico			●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
14	El Jocote									△	●	●	●	●	△		△	●	●	●	●	●	△	●	△	△	△	△
15	Desembocadura			●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△											
16	Guazapa									△	●	●	●	△			△	●	●	●	△	●	△	△	△	△	△	
17	Citala															△	△		△	●	△	●	△	△	△			
18	La Sierpe																△	●	●	●	●	●	●	●	●	△	△	△
19	Las Flores														△	●	●	●	●	●	●	△						
20	Amates / Montecristo			△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	△	△	●	●	●	●	●	●	△
21	La Ceiba											△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△			△	△	△
22	Las Conchas											△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△				
23	Vado Marin	△		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△				
24	Moscoso						△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	●	●	●	●	△				
25	Villerias												△	●	●	●	●	●	●	●	●	△						
26	Osicala				●	●	●	△	△	●	△	△	●	●	●	●	●	△	△	△	●	●	△					
27	El Sauce												△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△	△			
28	Paso del Oso													△	●	●	●	●	●	●	●	△	●	●	△			
29	Colima			△	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	△										
30	San Marcos			●	△	●	●	●	△	△	△	△	●	●	●	●	●	△	△	●	●	●	△	△	△			

Year / Año ('86–'11)

No.	Station	'86	'87	'88	'89	'90	'91	'92	'93	'94	'95	'96	'97	'98	'99	'00	'01	'02	'03	'04	'05	'06	'07	'08	'09	'10	'11
1	La Hachadura	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	
2	San Lorenzo																										
3	La Atalaya	△				△	△	●	△	●	●	●	●		△	△		△	△		△	△	△				
4	Sensunapan																										
5	Santa Beatriz																										
6	Conacaste Herrado	△				△	△	●	△	●	●	●	●	△													
7	Singuil																										
8	Los Puentes																										
9	San Francisco																										
10	San Andres / E.N.A.					△	△		●	●	●	●	●	△													
11	San Andres					△	●	△	△	●	●	●	●	●	●	△											
12	Las Pavas						△	●	△	△	△	●	△	△	●	△			△	△	△	●	△	△			
13	Tacachico	△																△	●	●	●	●	△	△	△	△	△
14	El Jocote							△	●	●	●	●	●	△	△	△			△	●	●	●	●	●	●	●	
15	Desembocadura																										
16	Guazapa																		△	△	△	△	△	●	△		
17	Citala						△	△	●	●	●	●	△						△	●	●	●	●	△			
18	La Sierpe									△	●	●	●	●	●	●	△	△	△		△	●	●	●	●	△	
19	Las Flores																		△	●	●	●	●	△			
20	Amates / Montecristo								△	●	●	△															
21	La Ceiba																										
22	Las Conchas																										
23	Vado Marin									△	●	△		△	△												
24	Moscoso																										
25	Villerias										△	△						△	●	●	●	●	△				
26	Osicala																	△	●	△	●	●	●	●	△	△	△
27	El Sauce																		△	●	●	△					
28	Paso del Oso					△	△	△	△	●	●	△	△	△	△			△	●	△	△	△	●	●	●	△	
29	Colima																										
30	San Marcos						△	△	△									△	●	●	●	●	△	△	△		

Source: SNET.

Note: ● : Data available completely,　△ : Data available partially.

（出典: SNET）

図 7.2.4 に長期観測流量の得られる地点の年平均流量の経年変化を示す。各観測所の年平均流量の変動からは、特に顕著な傾向は見られないが、La Hachadura 観測所(Río Paz 川）の長期流量変化を見ると、近年、流量が減少傾向にあるように見える。

（出典: JICA 調査団（SNET による月平均流量を用いて作成））

図 7.2.4　主な観測所の長期年平均流量

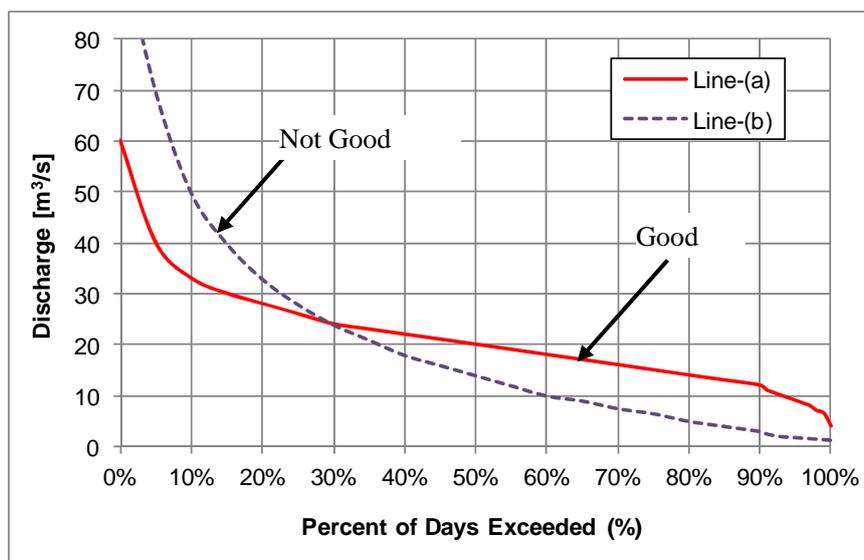
なお、貯水池を設けない流込み式の小水力発電を計画する際は、年間を通じて流量が安定し、乾季流量も豊富であることが望ましい。従って、図 7.2.5 に示す(a)の線のような流況曲線が小水力発電には適している。

（出典: JICA 調査団）

図 7.2.5　小水力発電に望ましい流況曲線のタイプ

7.2.3.2 制度面の検討の流れ

小水力開発導入に際しての課題となっている複雑な諸手続きを簡易に紹介し、開発者が迅速に手続きを行えるようにした。小水力発電導入ガイドラインには、制度面の必要手続きについて以下の項目を含めた。

A. 一般電気法の概要

B. 環境法と環境保護区の概要

C. 環境天然資源省（MARN）および環境影響評価の手続き（どのように MARN の許認可を取得するか、規定・法令の説明、申請手続きのフローチャート、水利権）

D. 電気通信総監督庁（SIGET）への申請手続き（どのように SIGET からの許認可を取得するか、規定・法令の説明、申請手続きのフローチャート）

E. 再生可能エネルギー優遇法の概要

F. 用地取得手続き方法（国家登録センター(CNR)や地方政府など）

G. 系統接続の手続き（SIGET/UT、接続料金、送電線建設の EIA）

H. クリーン開発メカニズム（CDM）クレジット取得手続き

I. その他必要な手続き（必要に応じて）

7.2.3.3 ガイドラインの目次

ガイドラインの目次については、2011 年 10 月に CNE と JICA 調査団で内容について協議し合意を得た。合意されたガイドラインの目次を以下に示す。

小水力発電導入促進ガイドライン
目次

1. 概要
   1.1 ガイドラインの目的
   1.2 エルサルバドル国の電力市場の現状
   1.3 小水力発電の必要性
   1.4 小水力発電の概要および発電出力の算定法 (P=9.8*H*Q*η)

2. 小水力発電開発に必要な手続き
   2.1 一般電気法の概要
   2.2 環境法の概要および環境保護区
   2.3 環境天然資源省（MARN)および環境影響評価（EIA）の手続き
   2.4 電気通信総監督庁（SIGET）への申請手続き
   2.5 再生可能エネルギー優遇法の概要
   2.6 用地取得手続
   2.7 系統接続の手続き
   2.8 クリーン開発メカニズム（CDM）クレジット取得手続き

3. 小水力発電計画の立案および評価 の留意点
   3.1 小水力発電プロジェクトの作業フロー

3.2 事前実施可能性調査
3.2.1 地形調査
3.2.2 水文調査（近傍観測所の無次元流況曲線を用いた流量算定法)
3.2.3 河川維持流量の検討
3.2.4 設計流量設定と設備容量の最適化
3.2.5 建設費の簡易計算法
3.2.6 年発生電力量の算定
3.2.7 経済・財務分析（ 売電価格、内部収益率 IRR、正味現在価値 NPV、費用便益比 B/C 等を含む）
3.2.8 環境影響評価（EIA）

4. 小水力発電の運用・維持管理
4.1 運用
4.2 維持管理
4.3 環境影響モニタリング

5. 提言
5.1 水文観測（測定項目、必要機材）
5.2 環境モニタリング（測定項目、必要機材）

添付
1. 電気通信総監督庁（SIGET）申請手続書類（様式）
2. 環境天然資源省（MARN)申請手続書類（様式）
3. 関係機関連絡先 (CNE, MARN, SIGET, CNR, SNET,MAG 等)

7.3 都市部の建造物屋上等に設置する屋根置き型太陽光発電利用の検討

太陽光発電は、自家消費だけではなく電力系統に連系し安定した電力供給を行う発電設備として期待されている。ここでは、太陽光発電のポテンシャルの評価、都市部の建造物屋上等に設置する屋根置き型太陽光発電の利用の現状、利用促進に向けた技術面・制度面の課題と対策について検討した。それらの検討結果を踏まえて、今後実施すべき事柄を整理した。

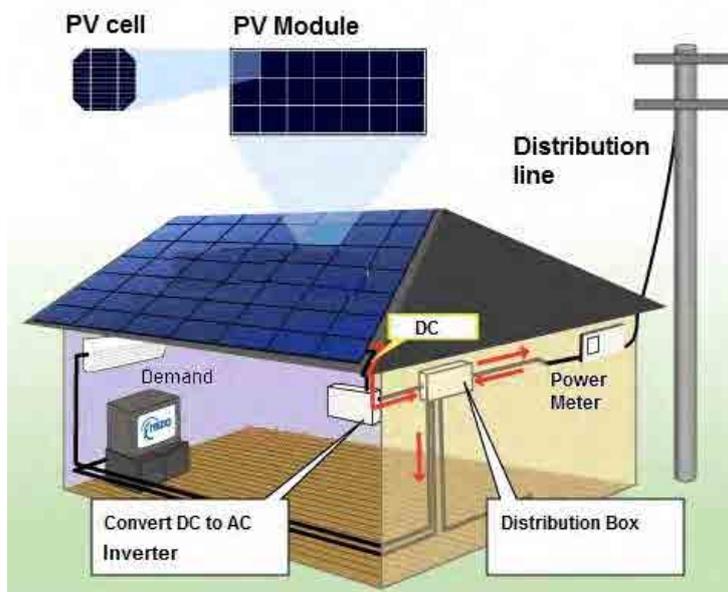
図 7.3.1 に屋根置き型太陽光発電システムの概念図を示す。

(出典: NEDO)

図**7.3.1** 屋根置き型太陽光発電システム

7.3.1 利用の現況と利用促進に向けた課題

7.3.1.1 ポテンシャル

太陽光発電による発電量は次式により算定される。

Ep = H × K × P

Ep：推定発電量(kWh/day)

H：平均日射量 (傾斜面15度)($kWh/m^2/day$)

K：総システムロス

K = k1 × k2 × k3 × k4 × k5

k1:	日射量経年変動補正係数:	0.97
k2:	経時変化補正係数):	0.95
k3:	アレイ負荷整合補正係数:	0.94
k4:	アレイ回路補正係数:	0.97
k5:	パワーコンディショナ実行効率:	0.90

P：太陽光発電容量 (kWp)

エルサルバドル国における日射量は、特にサンサルバドル首都圏で高く、水平面日射量は年間平均で 5.3 kWh/m^2/日である。そのため、都市部において建造物屋上で太陽光発電を利用することは、最

も適した選択肢となり得る。表 7.3.1 および図 7.3.2 に、CEL の建造物屋上で観測された日積算日射量の月別平均値と 2 kW の屋根置き型太陽光発電設備を導入した場合の発電量を示す。

表7.3.1　サンサルバドル首都圏の推定月別発電量 (2 kW)

Month	Days	Irradiation angl 15 (kWh/m^2-day)	Ambient Temp (^{0}C)	2 kW	
				Power Output (kWh/day)	Monthly Output (kWh/Mo)
Jan	31	6.80	25.4	10.3	319
Feb	28	6.10	26.0	9.2	258
Mar	31	6.80	26.3	10.3	319
Apr	30	5.50	26.8	8.3	250
May	31	5.00	26.1	7.56	234
Jun	30	4.80	25.6	7.3	218
Jul	31	5.80	26.0	8.8	272
Aug	31	6.50	25.9	9.8	305
Sep	30	5.80	25.2	8.8	263
Oct	31	6.10	25.2	9.2	286
Nov	30	5.90	25.5	8.9	268
Dec	31	6.20	25.4	9.4	291
Average	365	5.94	25.8	9.0	273

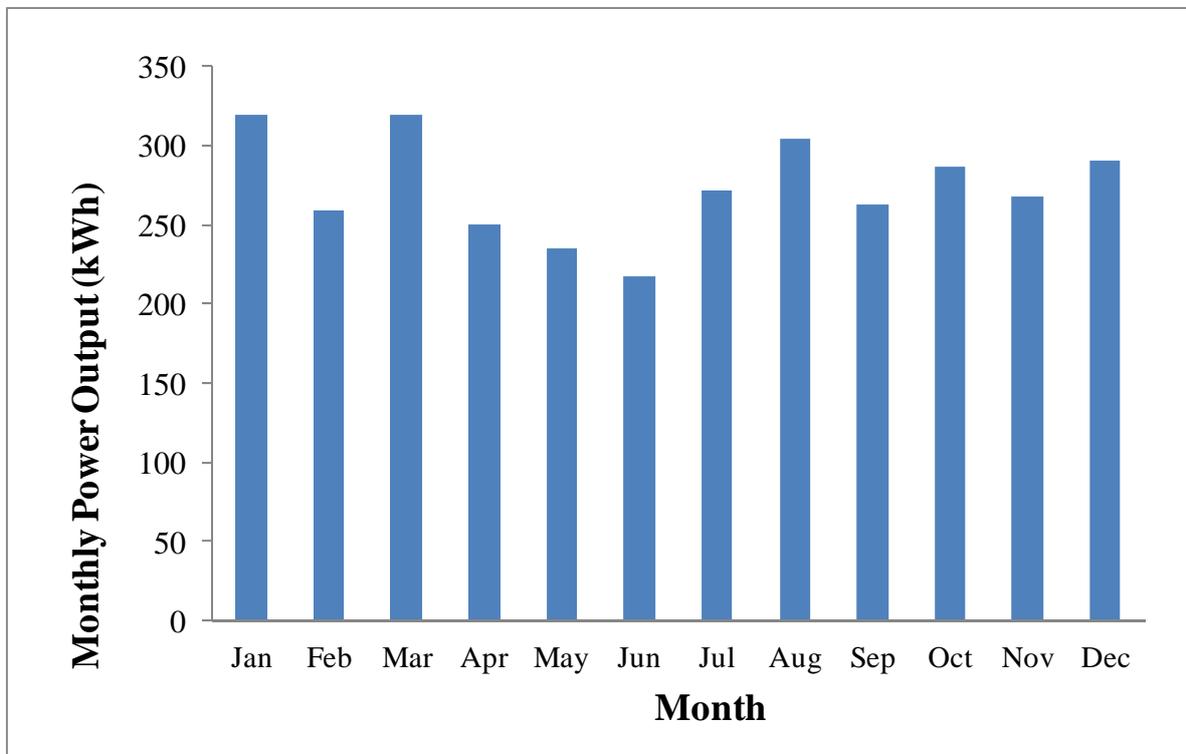
(出典: JICA調査団)

(出典: JICA調査団)

図7.3.2　サンサルバドル首都圏の推定月別発電量(2 kW)

7.3.1.2 概算導入額と導入実績

エルサルバドル国は日射量が高いが、現在の電気料金と比較して屋根置き型太陽光発電設備の導入は、個人にとって初期投資額が高額である。現在の、エルサルバドル国における屋根置き型太陽光発電設備の概算導入額を以下に示す。

Solar PV system (2 kW): US$8,500～US$10,500 (含む VAT)

（内訳; 太陽光モジュール 2 kW, インバータ 2 kW (AC 120 V), 架台, 電気設備類, 人件費, 等）

表 7.3.2 は、エルサルバドル国内にある系統連系の太陽光発電システムを示したものである。この中で、一般家庭に導入されたものは 2 システムある。ほとんどは、政府系機関の建造物、学校または大学等が対象となっている。最も容量の大きい太陽光発電設備は米軍キャンプ地に設置されている 91 kW のシステムであり、9 kW のシステムも同じ場所に設置されている。

表7.3.2 エルサルバドル国における系統連系太陽光発電システム

施設	場所	設備容量 (kW)
家屋（娯楽用）	Lago Coatepeque, Sta Ana	1.63
ドイツ学校	San Salvador	20.00
サンドミンゴ・エコロジカルファーム	Sto Tomás, San Salvador	2.48
CEL本部オフィス	San Salvador	24.57
FUNDE本部オフィス	San Salvador	2.17
SEESA本部オフィス	San Salvador	2.17
一般家屋	Sn José Villanueva, La Libertad	2.02
ナショナル大学	San Salvador	2.20
ショッピングセンター San Carlos	Sn Rafael Cedros	6.00
ポリテクニカ大学	San Salvador	0.70
米国ベースキャンプ	La Paz	91.0 + 9.0

（出典：JICA調査団（CNE提供資料に基づき作成）

7.3.2 太陽光発電のコスト動向

建造物の屋根置き型太陽光発電は、市場原理により普及が拡がると考えられる。そのためには、既存の電力料金と競争できる価格とならなくてはならない。太陽光発電のこれまでのコスト動向および将来の動向予想について、以下に整理する。

7.3.2.1 過去のコスト動向

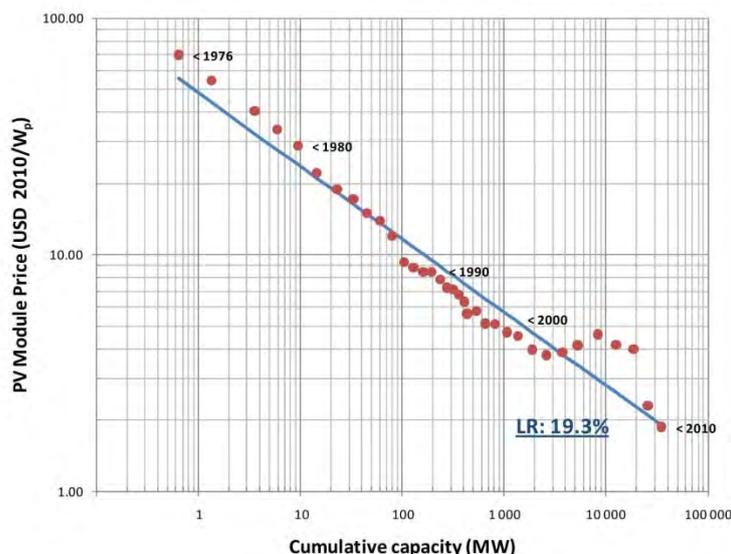
太陽光発電のコストは、この 30 年間一貫して低下が続いている。19.3%のコスト低減率を示した。また、生産量の増加による利益拡大および企業の開発研究によりもたらされる性能とコスト改善等から、このような傾向は継続することが予測されている。図 7.3.3 に、太陽光発電モジュールのコスト低下傾向を示す。

(出典： Renewable Energy Markets and Prospects By Technology, IEA)

図7.3.3　太陽光モジュールのコスト低下傾向 (1976‐2010)

国際電気標準会議（IEC）の報告書によると、現在の PV モジュールの市場価格は、結晶モジュールは 1.80～2.27 US$ /Wp、薄膜モジュールは 1.30～1.65 US$ /Wp 程度である。ただし市場により価格は大きく変動する。2011 年 6 月における屋根置き型太陽光発電システムの総額は、3,300～5,800 US$/kWp 程度である。市場価格の低下速度が速い為、報告書の完成時には古いデータになっていることに注意を要する。算出される発電コストは、投資コストと日射量による。上述したシステム費用を採択し、発電コストを平均化すると、屋根置き型太陽光発電システムの単価は 0.14～0.69 US$/kWh 程度となる。

7.3.2.2　将来のコスト動向予測

表 7.3.3 に、NEDO（独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構）が太陽光発電技術開発のために作成した太陽光発電技術ロードマップの概要を示す。ロードマップの目標は、モジュール変換効率と製造能力の向上、および据付経費の低減による発電コスト削減にある。

更に図 7.3.4 に、国際エネルギー機関（IEA）の太陽光発電ロードマップを示す。NEDO、IEA の両組織とも、太陽光発電による発電コストの低下を分析している。NEDO は、発電コストが 2017 年に 0.18 US$/kWh、IEA が発電コストは 2020 年に 0.105 US$/kWh になると推定している。

表7.3.3　太陽光発電技術ロードマップ (NEDO)

目標		2010年 以降	2017年	2025年	2050年
発電コスト		家庭用電力並 (US$0.29/kWh)	業務用電力並 (US$0.18/kWh)	事業用電力並 (US$0.09/kWh)	汎用電源として利用 (US$ 0.09/kWh)
モジュール変換効率 (研究レベル)		実用モジュール: 16% (研究セル: 20%)	実用モジュール: 20% (研究セル: 25%)	実用モジュール: 25% (研究セル: 30%)	超高効率モジュール: 40% 以上
生産量 (GW/ year)	日本国内向け	0.5 ～ 1 GW	2 ～ 3 GW	6 ～ 12 GW	25 ～ 35 GW
	海外向け	～ 1 GW	～ 3 GW	30 ～ 35 GW	～ 300 GW
主な用途		戸建住宅、公共施設	住宅（戸建、集合）、公共施設、事務所等	住宅（戸建、集合）、公共施設、民政業務用、電気自動車等充電、等	民生用途全般、産業用、運輸用、農業用、他独立電源

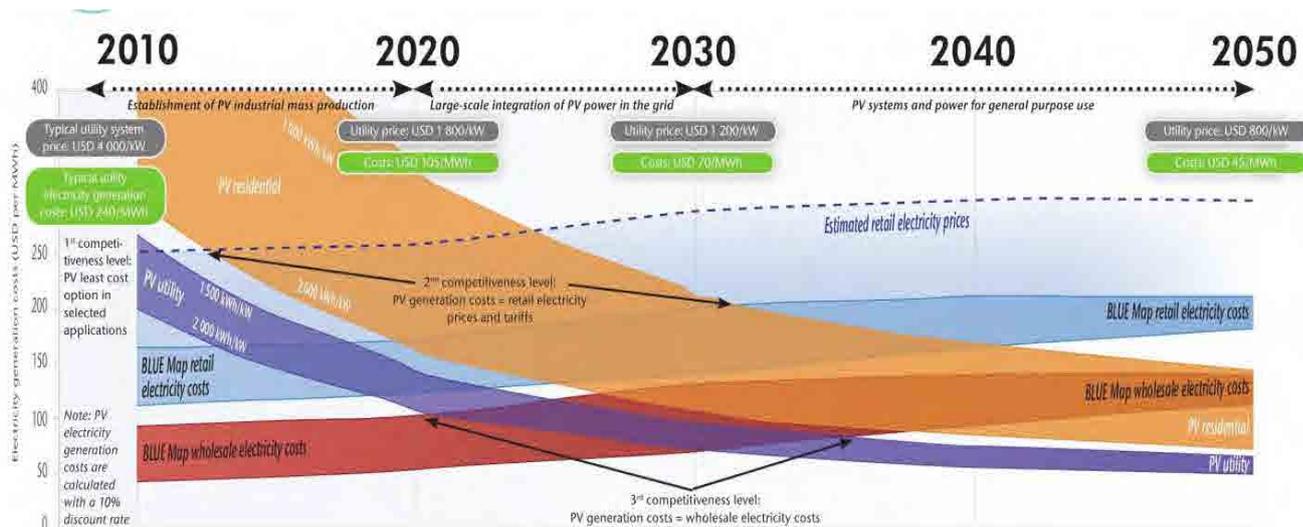
(出典：「太陽光発電太陽光発電ロードマップ（PV2030＋）：NEDO」を基に調査団作成)

(出典： Technology roadmap, Solar Photovoltaic; IEA)

図7.3.4　太陽光発電ロードマップ（IEA）

太陽光発電に関連する技術は、急速に開発が進んでいる。PV モジュールのエネルギー変換効率も毎年のように向上している。薄膜太陽電池のように、PV モジュールの重量も軽量になってきている。据付業者は、PV モジュールの価格と仕様の両面から検討を行う必要がある。

太陽光発電業界にとって、経済性と発電単価の改善は、太陽光発電を普及させるために最も重要な課題となっている。この課題をクリアする為に、高性能で低価格の太陽光発電モジュールと関連機器の製造技術を開発する必要がある。また、据付工事の簡素化および太陽光発電設備の長寿命化も

重要である。下表に、NEDO (独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構) の太陽光発電技術ロードマップに示されている発電コストを示す。

表7.3.4 発電コストの目標値（日本国内の太陽光産業）

目標年	2020	2030	2050
発電単価 (Yen/kWh)	14	7	＜ 7
発電単価 (US$/kWh)	0.18	0.09	＜ 0.09

（出典：「太陽光発電太陽光発電ロードマップ（PV2030＋）：NEDO」を基に調査団作成）

屋上設置型の太陽光発電は、日本では、2011 年末までに世界で最大の導入台数となる約 700,000 台が設置されている。屋上設置型システムの 90%以上が個人住宅に設置されている。このシステム数は、国家人口のおよそ 0.55%になる。屋上設置型太陽光発電の価格推移を考慮して、将来の導入容量は、下表のよう推定される。

表7.3.5 太陽光発電のマスタープラン (屋上設置型)

	Capacity (MW)	Power Output (GWh/year)
2012 to 2016	0.09*1	0.15
2017 to 2021	0.18*2	0.31
2022 to 2026	1.8*3	3.05

*1: 2012 to 2016: 6,200,000 x 15% x 0.005% x 2kW= 93 kW
*2: 2017 to 2021: 6,200,000 x 15% x 0.01% x 2kW= 186 kW
*3: 2022 to 2026: 6,200,000 x 15% x 0.1% x 2kW= 1860 kW
上述の15%はエルサルバドル国全家屋数に対する都市部家屋数の比率である。
(出典: JICA調査団)

7.3.3 利用促進に向けた技術面の課題と対応策

太陽光発電からの発電電力は安定していなく、天気の状態に応じて変動する。課題と対応策について、電力品質の観点および設置上の観点から検討する。

7.3.3.1 電力品質の課題と対応策

A. 過電圧 / 不足電圧

太陽光発電による発電量が所有者側の電力消費量を上回った時に、余剰電力は電力系統に逆潮流される。いくつかの太陽光発電設備が同じ配電線に連なって接続されている場合、電流の流れが向きを変えて端点に行くに従い電圧が上昇することがある。この問題は、太陽光発電の容量が小さい場合は深刻ではない。しかし、いくつかの太陽光発電設備が同じ電線に連なって接続されている場合では、電圧が上限を超えてしまう場合がある。小容量の電力系統において、太陽光発電の導入率が上昇するに従い、電圧が上限を超える可能性も上昇する。このような問題は、過電圧と呼ばれている。配電線の電圧を、例えばトランスから送電される電圧を下げることで調整することは可能である。しかし、この場合は、周辺の電線で不足電圧となることが

考えられる。過電圧と不足電圧は、系統側および所有者側の電気機器に対して悪影響を与える。

この課題に対して太陽光発電で活用されるコントローラには、過電圧を防止するために電圧調整が出来るように設計された製品がある。過電圧は、このような技術で完全に防ぐことが出来る。しかしながら、太陽光発電からの発電電力を、電圧を調整する為に捨てることになるので、結果として太陽光発電の効率を下げることになる。

したがって、太陽光発電の導入の際には、すでに接続されている太陽光発電の総和に対して接続する電力系統の容量を確認し、必要に応じて電力系統の容量を拡大する等の対策が求められる。

B. 高調波

インバータは半導体開閉回路を通じて直流電力を交流電力に変換する。しかし、インバータから得られる交流電力は完全な正弦波ではない。そのため、高調波が生じることになる。

太陽光発電からの発電出力を AC に変換するときに、従来の品質に劣るインバータは高調波を発生する可能性がある。しかし最新型インバータは、ほとんど高調波を発生させない。最新型に適用されている方法は、PWM (Pulse Width Modulation : パルス幅変調)と呼ばれている。PWM では、パルスの時間幅とパルス幅を制御することで電圧を調整する。これにより、平滑された直流電圧の大きさが、期待される基本波形と等しくなるように調整される。

したがって、高調波の問題はすでに技術的には解決されている課題であるが、旧型のインバータを搭載している太陽光発電施設に対しては、PWM による最新型インバータへの移行が必要である。

C. 予期せぬ単独運転

予期せぬ単独運転は、電力系統が停電となり電力供給が停止された後でさえ、電力網と系統連系されている太陽光発電システムが負荷に電力を供給し続ける電気現象である。基本的には太陽光発電システムは、すぐにネットワークから切り離せるために、電源の異常状態を発見できるように設計されている。しかし、太陽光発電システムからの発電電量と負荷消費電力が偶然に一致した場合、太陽光発電システムは予想外の単独運転を見つけることができない場合もあり、電力供給を継続してしまう。

予想外の単独運転が発生する可能性は非常に小さい為、予期せぬ単独運転による影響はほとんどないが、留意する必要がある。

7.3.3.2 設置上の課題と対応策

屋根置き型太陽光発電設備の設置に際しては、建造物自体の確認と周辺環境の確認が不可欠である。このため、系統連系の太陽光発電システム建設の計画を始めるために、現地調査は重要である。これにより、導入する太陽光発電の基礎条件を評価することが可能になる。

表 7.3.6 に、現地調査で確認すべき点を示す。

表7.3.6　屋根置き型太陽光発電の確認事項

1	モジュールタイプ、システム、据付方法等に関する顧客の希望
2	希望される太陽光発電からの発電出力、容量
3	利用できる屋根、開けた土地
4	方位と設置角度
5	屋根の形状、構造、屋根下部構造と屋根材のタイプ
6	影のデータ
7	PVアレイの結合および中継箱、インバータ、絶縁装置等の設置
8	計器庫と余分なメータの為のスペース
9	ケーブルの長さ、配線ルートおよび配線法
10	アクセス、特にPVアレイを設置するために機器が必要とされる場合(クレーン、足場等)

(出典 Planning & Installing Photovoltaic System)

A. 建造物の強度の確認

屋根置き型太陽光発電設備にとって、屋根の形状は大きな問題ではないが、方位や傾斜および家屋の建築構造の方がより問題となる。設備容量 2 kW の太陽光発電および架台の合計重量は約 220 kg である。そのため、据付業者は、古い家屋に太陽光発電を設置する際には、建造物の強度を十分に確認する必要がある。

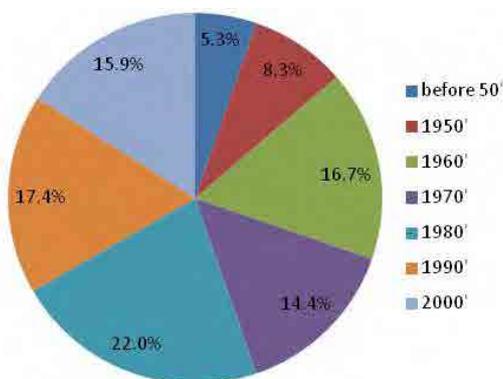
建造物の現況を、サンサルバドル県にある無作為抽出した 132 の小学校を対象に調査した。その結果によると、校舎の約 66.7%が 1980 年代以前に建設されている。下図に、小学校校舎の建造年代の割合を示す。

(出典: JICA調査団)

図7.3.5　小学校校舎の建造年代

このように既存の建造物に中には古い建造物も多く存在するので、屋根置き型太陽光発電施設の設置対象となる建造物については、構造物の強度評価を義務付ける基準の整備、評価を実施する組織や人材の育成、等が必要である。

B. シェーディングの回避

理想的には、太陽光発電は影の影響を受けない場所に据付けられるべきである。しかし、通常は、屋根置き型系統連系システムは、いくらか影の影響を受ける場所に据付けられる。以下に示すようなシェーディングの有無を確認するとともに、それを極力回避する検討が必要である。

表7.3.7　シェーディングの分類

シェーディングのタイプ	詳細
一時的なシェーディング	一時的なシェーディングは、典型的な要因として、葉、鳥の糞および他の粉塵を含んでいる。傾斜角12度を超えている傾斜角度は、葉や粉塵等を自浄するのに十分な角度である。
場所に起因するシェーディング	場所によるシェーディングは、全ての太陽光発電の周囲からのシェーディングを含む。建造物や樹木のシェーディングも含まれる。樹木や植物の成長を考慮する必要がある。
建造物に起因するシェーディング	建造物のシェーディングは、直接的な影を含む。煙突、アンテナ、照明導体、衛星放送アンテナその他に注意を払う必要がある。
セルフ・シェーディング	セルフ・シェーディングは、前に位置するPVモジュールの列に起因するものである。必要される間隔とシェーディング対策のスペースは、間隔または傾斜角を最適化することで最小にすることができる。
ダイレクト・シェーディング	ダイレクト・シェーディングは、エネルギー・ロスが大きい。影を落とす物体が近くにあると、より濃い影がモジュール上に落ちる。近接した物体による影の中心部では、入射エネルギーを約60%から80%減少させる。

(出典: Planning & Installing Photovoltaic System)

C. 顧客との共同確認

最初の調査では、準備される見積書のなかで計画の誤りと誤算を避けるようにする。PV アレイの据付、設置場所、配線ルート、ケーブルの布設、計器庫を増設または改修などの業務は、顧客と相談して同意を得た上で決定することが望ましい。また、システム容量を決定に影響を持つ顧客の予算を把握していることも重要である。

7.3.4　導入促進に際して予想される課題

太陽光発電の設備容量は、数カ国で導入された有効な政策によって刺激され、価格の低下に伴い急速に普及した。現在でも、系統電力から独立した太陽光発電は、費用面でも競争力を持っている。太陽光発電の生産能力が成長し続けるならば、他の電力系統に連系した既存発電設備と比較して小売電力価格でも競争できるようになる。さらに、10～20 年後に数多くの市場の卸売価格で競合できるようになる可能性がある。この変化により、国内のより広い範囲に、太陽光発電技術を設置出来る可能性が開ける。

現在、系統連系型の太陽光発電は、従来から利用されている既存発電設備と比較してコスト面での競争力が弱い。市場を成長させるためには、適正な経済刺激策等が必要である。経験的にはフィード・イン・タリフ（FIT）は効果的な政策であるが、政策作成者の予想よりも価格低下が早い場合もあるので、市場の急騰を回避できるように政策の詳細計画の際に留意する必要がある。これまでに実施されてきた政策を参考とすることで、効果的に人材育成を促進できる政策を立案しなければならない。政策は、状況の変化に素早く対応できるものでなければならない。

7.3.4.1 制度面の課題と対策

エルサルバドル国では、再生可能エネルギーの普及を支持するために、減免税措置に依存している。2007 年の 12 月に発行された“Tax Incentives Act to Promote Renewable Electricity Generation, Legislative Decree No.: 462”がある。関税の納付からの免除は、最大 20MW のプロジェクトに該当する。また、輸入の 15 日前に大蔵省から要請されなければならない。

さらに屋上設置型の太陽光発電システムを普及させるために、以下に示すような、規則または法律を制定する必要がある。

A. フィード・イン・タリフ (FIT: Feed in Tariff)

フィード・イン・タリフの概念は、既存の電力系統に再生可能エネルギーの連系を許可し、その上で再生可能エネルギーからの買電価格を指定する方式のことである。kWh 単価を決定する為に、2 通りのアプローチがある。一つは入札制度であり、もう一つは固定価格買い取り制度である。

B. グリーン証書取引（TGC: Tradable green certificates)

証明書システムは、実際の発電とその「グリーン」を切り離すというアイデアに基づいている。電力は、正規市場で販売されている。そのうえ、再生可能エネルギーを利用した発電設備は、再生可能エネルギーによる電力を意味する証明書を販売することができる。

C. 再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準 (RPS: Renewable Energy Portfolio Standard)

RPS は、再生可能エネルギーの既存発電設備に占める最小限の割合を義務付けるものである。

D. ローン緩和と保証

同様に、ローン緩和プログラムと融資保証または地方自治体により与えられる保証を再保証することは、個人的な貸出のコストを下げてプロジェクトの経済性を改善する。

E. 入札方式

入札計画に従って、規制当局が特定の技術と容量または適した技術の導入を希望と公示する方式である。プロジェクトの開発業者は、プロジェクトの構築およびプロジェクト名およびプロジェクトを実施することが出来る価格を申請する。入札は、一般に固有の要求事項（例えば国内での商品調達割合、技術的仕様の詳細、エネルギーの最高単位価格）を含んでいる。最低価格を申請した入札者は、採択されてプロジェクトを実施することが可能となる。

7.3.4.2 技術者の人材育成

太陽光発電設備の発電単価が、既存の電力発電単価と競合出来るようになるまでには、さらなる時間を必要とする。そのため、太陽光発電設備の価格低下および普及を見込んで、あらかじめ再生可能エネルギー分野の人的資源を育成することが準備段階で必要である。

エルサルバドルには、教育課程に再生可能エネルギー技術を含んでいる大学がいくつか存在する。表 7.3.8 は、それらの大学の再生可能エネルギー・コースの現状を示したものである。しかしエルサルバドルでは、再生可能エネルギー分野の人的資源は、講師および学生ともに限られている。

表7.3.8　大学の現状

No.	大学名	再生可能エネルギーを専攻した卒業生数（含む大学院）	再生可能エネルギーを担当する講師数		再生可能エネルギーの項目	2011 年に実施された研究およびプロジェクト
			電気科	機械科		
1	Universidad Centro Americana "Josè Simeòn Cañas" (UCA)	20/year	1	2	Renewable Energies	1-Woody biomass as an alternative energy source. 2-Wind monitoring at the campus.
2	Universidad de El Salvador (UES)	3/year	4	-	1-Photovoltaic Systems. 2-Generation Systems. 3-Energy Efficiency.	1-Laboratory of photovoltaic applications. 2-Solar-tracking systems in two axes. 3-Measurement of photovoltaic generation potential of the roofs of the campus. 4-Application to computer centers 5-Island battery inverter and inverter to the grid.
3	Universidad "Don Bosco " (UDB)	11/year	1	1	1-Alternative energy sources. 2-Solar Technologies. 3-Environmental and Energy Sources.	1-Design of an Electronic device for matching and selecting receptor`s surface for solar concentrate collectors. 2-Design and construction of a solar iron mechanism for demo.

(出典：JICA調査団（聞取り地調査により作成））

エルサルバドル大学では、教育訓練プログラム“Master Degree on Environment and Renewable Energies”が実施されている。このプログラムの目標は、大学において再生可能エネルギーに関する講義を担当する講師の育成にある。同プログラムは、ニカラグア国の“Universidad de Leon Nicaragua”と協力しておりスペイン国の“Universidad Complutense of Madrid”から資金援助を受けている。2011 年 4 月に開始し、2012 年 3 月まで継続される。プログラムの講師は、CNE, CEL, LaGeo および NGO から招待されている。訓練生はエルサルバドル大学の 8 講師である。課目とスケジュールを以下に示す。

- 課目:
  風力、太陽光、太陽熱、エネルギー効率、燃料電池、太陽資源、バイオマス、環境法、小水力、地熱、潮力、生態気候学的建築、カーボンクレジット
- スケジュール:
  講義：午後5時30分～午後8時30分（月～金）
  実験：土曜日（午前8時30分～午後5時）、日曜日（午前8時～午後2時）

表 7.3.9 に、2011 年時点のエルサルバドル国における太陽光発電企業の状況を示す。エルサルバドル国では太陽光発電に関連した企業は限られている。さらに各企業には再生可能エネルギー技術に携わる技術者は限られている。

表7.3.9　太陽光発電民間事業の現況(2011年11月)

No.	太陽光発電関連会社	設立年	技術者数（再生可能エネルギー）	累積販売容量 (kW)	取り扱っている PV モジュール
1	A 社	1992	5	400	KYOCERA, SOLARWORLD, ISOFOTON
2	B 社	1998	6	10,000	KYOCERA, SUNTECH, EVERGREEN, SHARP
3	C 社	1984	5	N/A	KYOCERA, SIEMENS, FOTOWATT, SOLARA, UNISOLAR

(出典：JICA調査団（聞取り地調査により作成））　(N/A: Not Available)

太陽光発電システムを普及させるためには、技術支援の一環として、民間と公共の両方を対象とした人材育成が必要とされる。どのような技術支援プログラムでも、地元の組織が技術手法と政策方針の理解を促進するために、彼らが最大限参加できるように努める必要がある。エルサルバドル政府と電力会社は、地元の組織が再生可能エネルギー関連のプロジェクトと政策に関する経験を蓄積することができるように積極的に関与する必要がある。

また、地元の企業や銀行などの民間部門が再生可能エネルギーに関連するプロジェクトに対する融資や運営に関する経験を蓄積・共有できるように、彼ら自身の組織を設立することが推奨される。

技術協力は以下の点に焦点があてられる。

- 開発、エネルギー源の推定および F/S 調査
- 建設、維持管理
- 再生可能エネルギーの系統連系技術
- 現地の出資者に対する経済およびリスク緩和の戦術
- 政策決定者の為の政策方法、FIT 等
- 価格および電気料金設定
- 政策の再検討と財務援助の減少への移行

再生可能エネルギーの技術移転は、エルサルバドル国の必要性に合致している。また、それは同国の CO_2 排出量削減にも必要とされる。再生可能エネルギーに関する技術の開発のために持続可能な方針を準備する必要がある。より効果的な技術移転を可能にするためには、技術者同士の協力と技術の共有を実現するために技術開発者に対する奨励金制度が重要である。

7.3.4.3 運用実績とデータの蓄積

屋根置き型太陽光発電の普及の為には、現地調査、設置、運転、維持管理に関わるデータおよび経験を蓄積する必要がある。このためには実証試験を実施することが重要となる。太陽光発電の実証試験の目的と期待される効果を下に示す。

- 導入経験の蓄積
- 維持管理経験の蓄積
- 国家人々のための太陽光発電技術の実証
- 環境およびエネルギー問題への国民の認識の向上

現在、CEL により屋根置き型太陽光発電の実証試験プロジェクトが検討されている。同計画では、公共施設（例えば学校、病院、政府機関）に総設備容量 540 kW の屋根置き型太陽光発電を無償で導入することが検討されている。実施期間は、2012～2016 年の予定である。これにより屋上置き型太陽光発電に関わるデータおよび経験を蓄積することが期待される。さらに、適切な広報により、国民に対する環境およびエネルギー問題に対する関心と認識を向上させる良い機会でもある。

7.3.5 導入のロードマップ

屋根置き型太陽光発電利用に関する現状と課題について、以下のとおり要約できる。

- エルサルバドル国では太陽光発電の高いポテンシャルを持っているが、系統連携の太陽光システムは普及していない（2011 年現在で 11 ヶ所。その内一般家庭は 2 ヶ所）。
- 普及しない原因は、屋根置き型太陽光発電の初期投資額が高額であり、多くの人たちが購入できる状況ではないことがあげられる。
- もうひとつの普及しない原因は、屋根置き型太陽光発電は、大型の発電設備とは異なり個人により購入されるものである。そのため、個人利用者に何らかの利益がなければ、市場の原理で普及することは困難である。
- 太陽光発電のコストは、技術革新と生産量の増加から、過去 30 年間一貫して低下傾向が続いており、今後もこの傾向が続き、2020 年ごろには現在の系統電気料金と変わらない水準に達することが推定されている。
- 太陽光発電導入と現行電気料金が同等となった場合、太陽光発電の導入を促進するためには、利用者に環境エネルギー問題への深い認識と実利的な便益が必要と考えられる。
- 太陽光発電を系統接続する場合のシステム上の課題は、技術的には解決済みなので、最新の装備をすれば問題とならない。設置上の問題は、個々のケースにより異なるので、これを評価・判断できる人材が必要となる。

上記の認識の下、将来屋根置き型太陽光発電の利用を普及させるためには、現在から 2020 年ごろまでを準備期間と位置づけ、以下の準備を推進することが必要であると考えられる。

<u>人材育成</u>

- 太陽光発電の専門家を育成するための大学等における教育の機会を充実させること。
- 主要都市における日射量の観測を蓄積すること。
- 民間の技術者の水準を向上させるためのトレーニングを実施すること。
- 実証試験を通じて屋上置き型太陽光発電に関わるデータおよび経験を蓄積すること。

<u>制度整備</u>

- 屋根置き型太陽光発電導入に関わるガイドライン、基準、規制等の整備を進めること。
- フィード・イン・タリフ、再生可能エネルギー・ポートフォリオ基準、等の制度を整備すること。
- 屋根置き型太陽光発電導入に対する補助金制度を整備すること

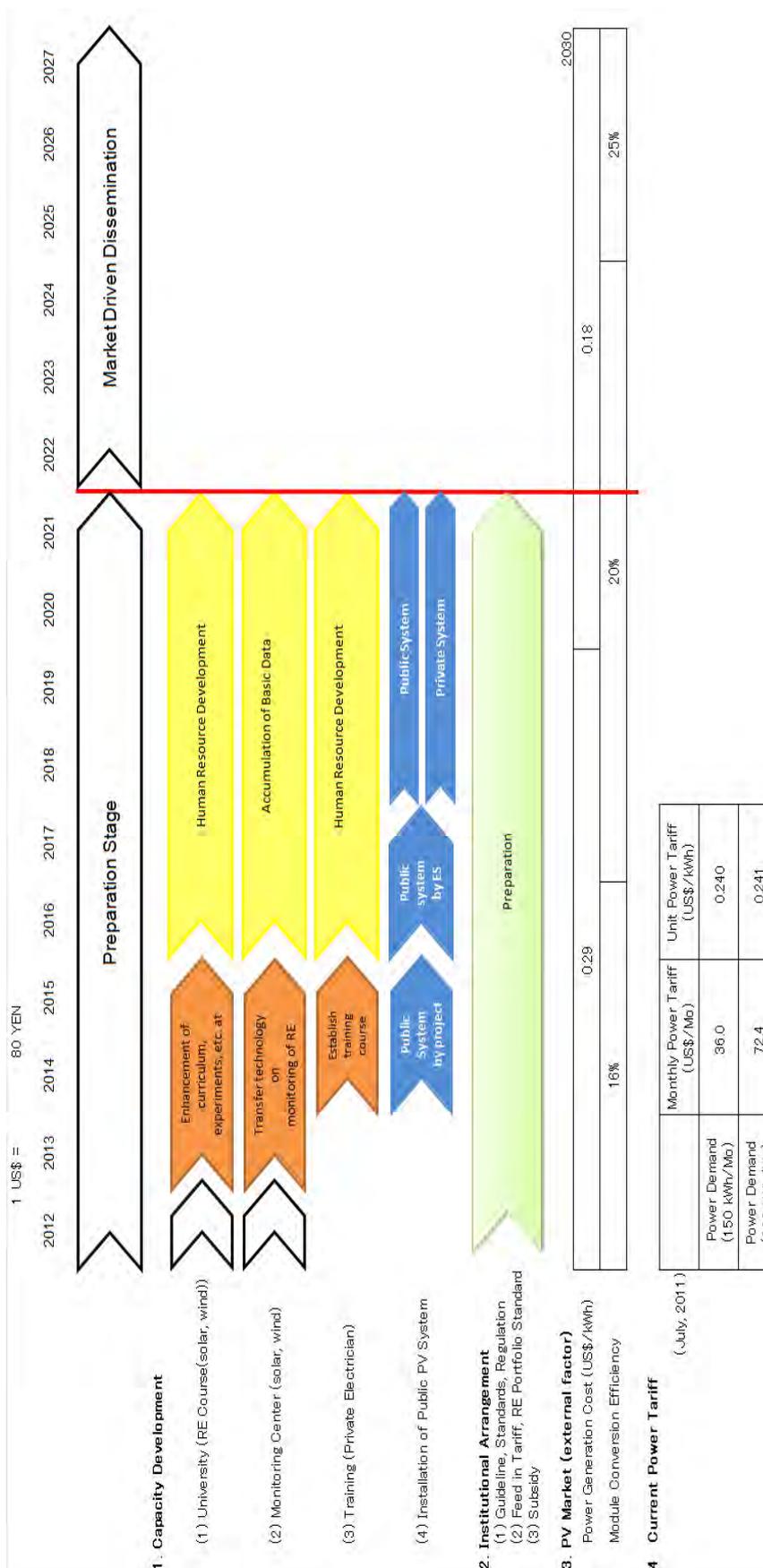
図 7.3.6 に太陽光発電と他の再生可能エネルギー利用技術の導入ロードマップを示す。

(出典: JICA調査団)

図7.3.6　　導入ロードマップ

第8章　再生可能エネルギー導入可能性検討

本章では、これまでの調査・検討結果をもとに、エルサルバドル国における再生可能エネルギー導入可能性の検討を行う。検討は、技術面、経済・財務面、環境面の 3 つに分けて行う。

8.1　技術面の検討

これまでの調査・検討結果から、エルサルバドル国における各再生可能エネルギー源の技術面、計画面の熟度をまとめると図 8.1.1 の通りである。横軸にマスタープランの策定期間の 15 年を、縦軸に技術面、計画面の熟度をとり、技術と計画の成熟度合いにより、①開発計画策定の準備ができているもの、②開発計画策定に 5 年程度を要するもの、③開発計画策定に 10 年程度を要するもの、④開発計画策定のための準備期間が更に必要なもの、の 4 種類に分類した。

さらに、既存資料のレビュー結果をもとにエルサルバドル国における再生可能エネルギーの各電源、技術が現在どの熟度にあるかを大まかに配置してみた。熟度の高い小水力、地熱から準備期間が必要な屋根置き型太陽光、その他のバイオガスなど様々な段階がある。

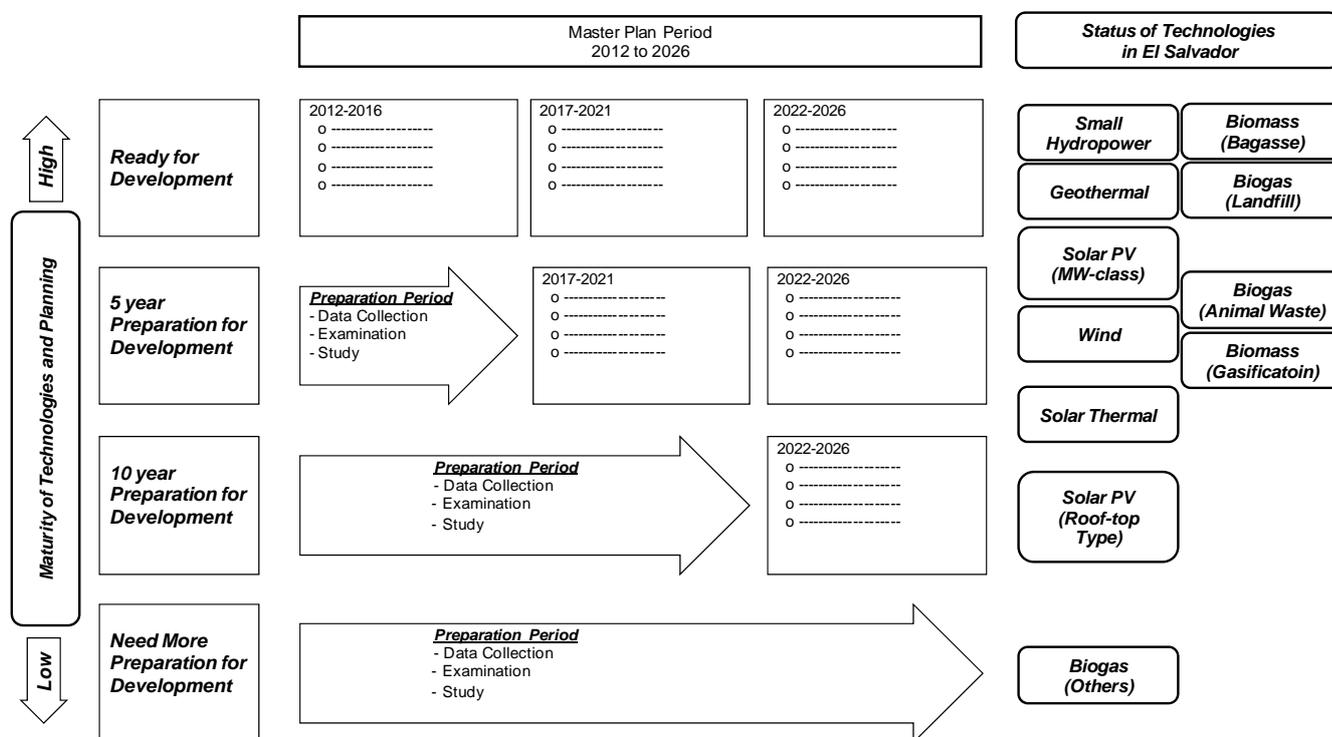
この図に示した技術熟度を念頭に置きつつ、導入可能性の検討を行う。

（出典：JICA調査団）

図8.1.1　技術面、計画面での熟度と計画策定手法、該当する再生可能エネルギー技術の関係

以下に各再生可能エネルギー源別の技術面の検討手法について述べる。検討結果は「第 10 章　再生可能エネルギーマスタープラン」に詳述する。

8.1.1　小水力

小水力発電に関しては、既存のポテンシャル調査が比較的豊富にあるため、当該資料の技術面での簡易レビューを行うことにより、導入可能量の検討を行う。

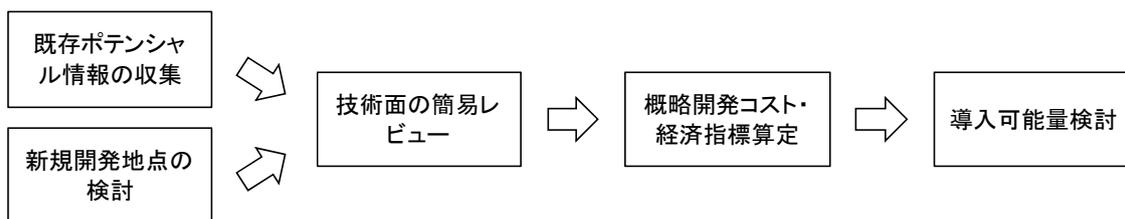
また、レビュー結果より得られる概略開発コストの算定を行い、開発スケジュールの策定を行う。2012 年から 2026 年の 15 年間での 5 年ごとの開発予定リストの策定を行うべく検討作業を行う。

（出典：JICA調査団）

図**8.1.2**　小水力発電技術面検討の流れ

8.1.2　風力

本調査で作成する風力ポテンシャルマップをもとに有望開発地点の選定を行う。

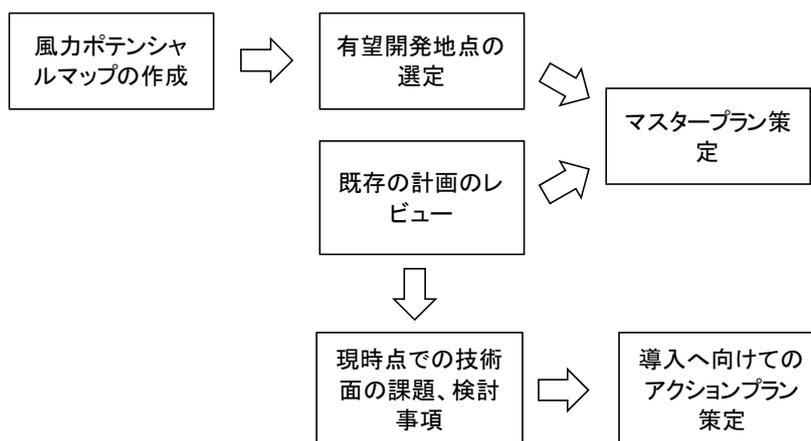
また、国内の電力会社の開発計画など、既存の計画をレビューし、導入に向けた現時点での技術面の課題、ならびに必要な検討事項を記した導入へ向けてのアクションプラン の策定を行う。

（出典：JICA調査団）

図**8.1.3**　風力発電技術面検討の流れ

8.1.3　太陽光

既存資料、国内の電力会社所有の既存計画などのレビューを通じて有望サイトの選定を行う。

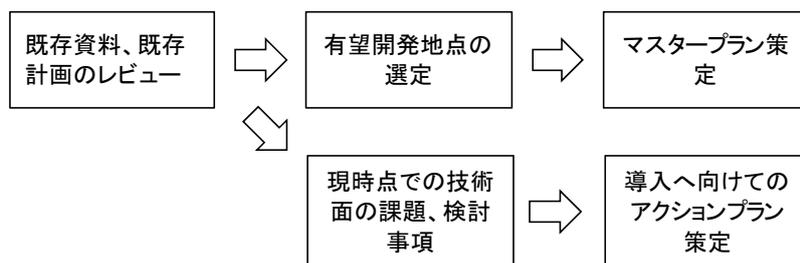
また、導入に向けた現時点での技術面の課題、ならびに必要な検討事項を記した導入へ向けてのアクションプランの策定を行う。

（出典：JICA調査団）

図**8.1.4**　太陽光発電技術面検討の流れ

8.1.4　太陽熱

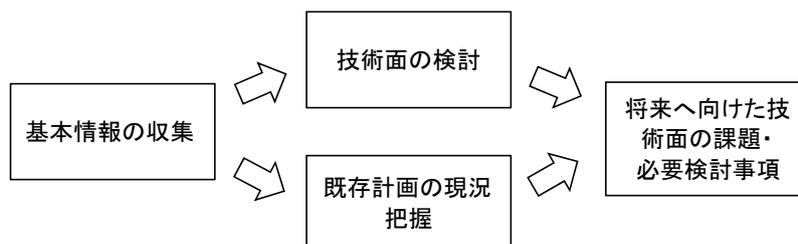
太陽熱は初期投資コストが他の電源に比べて依然として高いことから、導入に向けてさらなる準備期間が必要と考えられる。民間会社が 1 地点での導入計画を有しているのみである。基本情報の収集を主体に技術面の検討と既存計画の現況把握を行う。

（出典：JICA調査団）

図**8.1.5**　太陽熱発電技術面検討の流れ

8.1.5　地熱

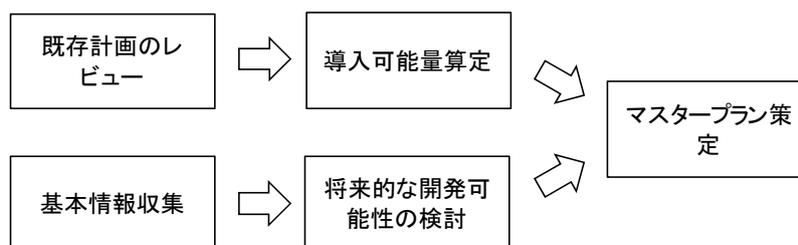
既存情報のレビュー、ならびに関係機関からの聞き取り調査により策定可能な 2017 年までの投入計画を策定する。2018 年以降については、導入可能なポテンシャル特定のため、追加の調査が必要となる。このため、2018 年以降の計画については、残存ポテンシャルの開発可能性を考慮し、導入可能量のおおよその目安を提示するのみとする。

（出典：JICA調査団）

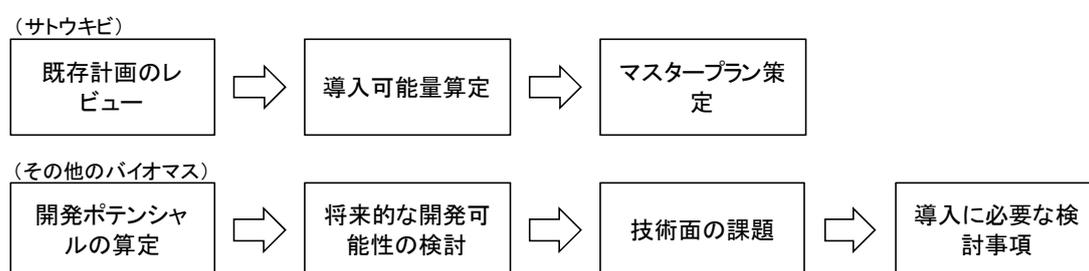
図**8.1.6**　地熱発電技術面検討の流れ

8.1.6 バイオマス

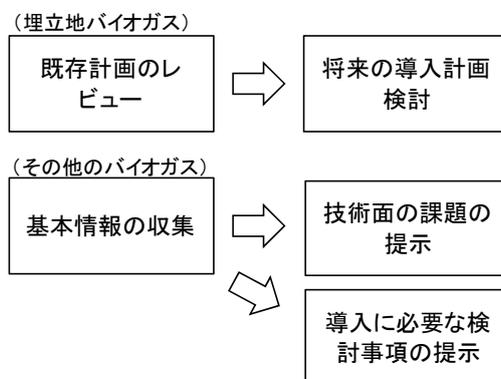
既存資料のレビューの結果、有望バイオマス資源として、製糖工場のバガスを利用した発電があげられる。また、将来的に導入可能性のある農業生産物としては、コーヒー殻と籾殻について、わずかではあるが、可能性がある。

砂糖工場のバガス発電については、既存計画のレビューによる導入可能量の算定を行う。

コーヒー殻、籾殻については、地域ごとの生産量、コーヒー精製所、精米所のデータをもとに開発可能ポテンシャルの算定を行う。

また、バイオマス発電の将来的な導入に向けた技術面の課題、導入に必要な検討事項についての提示を行う。

（出典：JICA調査団）
図**8.1.7** バイオマス発電技術面検討の流れ

8.1.7 バイオガス

既存資料のレビューと関連機関訪問の結果、埋立地のバイオガス利用（1 ヶ所）のみが行われている。埋立地バイオガスの既存計画をレビューし、将来の導入計画について検討を行う。他の種類のバイオガス利用につては、実績がないため、基本情報の収集のみにとどめる。また、将来の導入に向けた技術面の課題、導入に必要な検討事項のとりまとめを行い、可能であれば導入事例の提示を行う。

（出典：JICA調査団）
図**8.1.8** バイオガス発電技術面検討の流れ

8.2 経済･財務面の検討

経済・財務面の検討項目として、インセプション段階で提案した事項は以下のとおりである。

・エルサルバドル国内の状況を考慮したコスト増加要因の検討
・各再生可能エネルギー技術の導入コストの概算
・経済モデルを使った最適電源構成の検討

上記検討項目を念頭に関連情報の収集をおこない、CNE と協議を重ねた。協議の結果、エルサルバドル国の現在ならびに将来の電力供給体制を踏まえ、上述の検討項目を若干変更し、以下のとおり進めることで合意した。

(1) 検討対象の再生可能エネルギー源のうち、導入が期待されるものの実例が少なく、いくつかの典型的な開発パターン（電源の種類、規模）における財務分析が必要なものについて、事業収支の分析を行う。

(2) 分析結果を踏まえ、それぞれの開発パターンにおいて導入に向けて必要となる経済・財務面の配慮事項（政策・制度）を明確にする。

(3) 具体的には、検討対象再生可能エネルギー源のうち、小水力、風力、太陽光の３つの電源について複数の開発パターンを想定し事業収支分析を行う。

(4) その他の再生可能エネルギー源については、以下の理由から事業収支分析は行わないこととする。

① 太陽熱：現在の技術水準では依然として初期投資コストが高く、技術革新によるコストダウンが期待できなければ、当面導入は困難であるため。

② 地熱、バイオマス、バイオガス：民間会社が独自に投入計画を検討し、開発を進めている。将来の投入計画が民間会社のレベルで独自に策定されており、開発予定地点が限られている。このため、政府側が新たな分析を行う必要はないと判断される。しかしながら、電源拡張の指標的計画策定のため、政府が情報を共有することは必要である。

以下に検討対象の再生可能エネルギー源について、その検討の流れと検討条件を説明し、次いで検討結果について述べる。最後に検討結果を踏まえた考察を行う。

8.2.1 検討の流れ

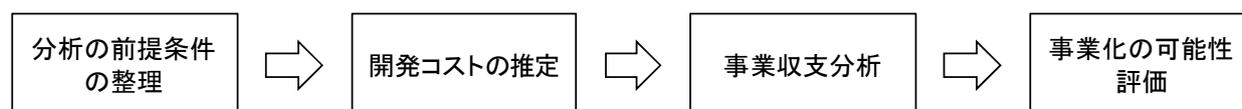
小水力、風力、太陽光の３つの電源を対象とし、以下の流れに沿って検討を行う。

（出典：JICA調査団）

図8.2.1 経済・財務面の検討の流れ

具体的には、プロジェクトの財務的内部収益率（FIRR）などの一般的な財務的評価指標に基づき、検討ケース別の導入可能性（事業化の可能性）を分析する。

8.2.2 分析の目的

再生可能エネルギー電源はその種類によって標準的な設備利用率や発電効率が異なる。このため、想定される典型的な開発パターン（開発規模や設備利用率の条件、研究開発によるコストダウンへの期待から開発時期の変更、グリッド接続コストの負担条件など）を設定し、マスタープランに投入される再生可能エネルギー開発の実現性を検討する。

8.2.3 分析の条件

8.2.3.1 優遇制度

再生可能エネルギーの導入促進については、日本やヨーロッパ諸国では政策的に RPS、FIT (Feed-in-Tariff)、補助金制度などを導入してその促進を図ってきた。エルサルバドルでは電力自由市場の枠組みの中で 2007 年 12 月に施行された「再生可能エネルギー発電促進優遇税制（政令 462）」がある。この法令に基づいて導入促進を図ろうとしている。「再生可能エネルギー発電促進優遇税制」は一定規模（20MW まで、3 章 3.4.3 項参照）の電源開発に対して、5 年から 10 年間免税扱いとなる再生可能エネルギー導入のための優遇制度である。この制度に基づき、再生可能エネルギー導入が促進できるか、事業化の可能性について電源毎に分析する。

8.2.3.2 開発規模

風力、ならびに太陽光発電については、「再生可能エネルギー発電促進優遇税制（政令 462）」が適用可能な最大規模である 20 MW を対象に検討を行う。

小水力については、既にいくつかの地点で開発が行われているが、第 4 章に示した通り開発ポテンシャルを有する多くの開発地点は 1 MW 以下の規模である。このため、5 MW から 100 kW までの小規模発電の開発可能性について分析する。エルサルバドル国の電力市場は卸売市場と小売市場とに分かれている。SIGET の送配電線規制によれば 5 MW 以上の電源は送電網を通じた卸売市場に供給することができる。5 MW 以下の電源は配電網を通じ、小売市場にしか供給できないことになっている。小水力発電については開発規模の面から小売市場を対象とした分析とする。

表8.2.1 検討対象電源の開発規模

検討対象電源	開発プロジェクト規模
小水力発電	5 MW～100 kW
風力発電	20 MW
太陽光発電（グリッド接続）	20 MW

（出典：JICA調査団）

8.2.3.3 収益性の指標

開発プロジェクトの収益性を判断する指標は、純現在価値（NPV）、財務的内部収益率（FIRR）、及び便益コスト比（B/C）とし、以下の基準で評価する。これらの指標はエルサルバドル国の電力セクターで一般的に使用されているものを適用した。

表8.2.2 収益性の指標

収益性の指標	基準値
純現在価値（NPV） （割引率10%を適用）	“0”以上
財務的内部収益率（FIRR）	12%以上
便益コスト比（B/C）	1.5以上

（出典：JICA調査団）

8.2.3.4 事業収支分析表作成の前提条件

世界的な再生可能エネルギーの開発動向、ならびにエルサルバドル国で想定される開発に関する条件について情報を収集し、以下の前提条件を適用して事業収支の分析を行った。

表8.2.3 事業収支分析表作成の前提条件

	前提条件
１．建設期間	プロジェクト建設期間は以下の通り設定する。
(1) 小水力	F/Sなどの準備期間を含めると3年以上かかる場合もあるが、ここでは便宜上2年間とする。
(2) 風力	国際エネルギー機関（IEA）の報告書などを参照し、2年間とする。
(3) 太陽光	国際エネルギー機関（IEA）の報告書などでは1～2年間と見込まれているため、2年間とする。
２．借入条件	プロジェクト開発に必要な資金調達はエルサルバドル国での一般的借り入れ条件として、以下の通りの設定とする。
(1) 資金調達	開発コストの70%を銀行からの借り入れとする。
(2) 返済方法	10年間均等払い
(3) 金利	年率8%
３．プロジェクト評価期間と減価償却	20年間。 小水力発電は30～50年に設定される場合もあるが、ここでは風力発電や太陽光発電と同様にプロジェクト評価は20年間とする。ただし、減価償却期間は小水力の場合20年間、風力と太陽光は15年間とし、それぞれ定額法とする。
４．法人税	税引き前利益の25%
５．免税措置	・10 MW以下：10年間、 ・10～20 MW：5年間
６．インフレ率	毎年のインフレによる電力売上価格の上昇を見込むことが入札条件として認められているため、インフレを考慮する。IMFなどの国際機関の予測値を参考にして年率4%を適用する。

（出典：JICA調査団）

8.2.3.5 プロジェクト収入の推定

開発プロジェクの収入は年間発生電力量と売上単価（US ドル/MWh）によって計算する。

(1) 売電単価

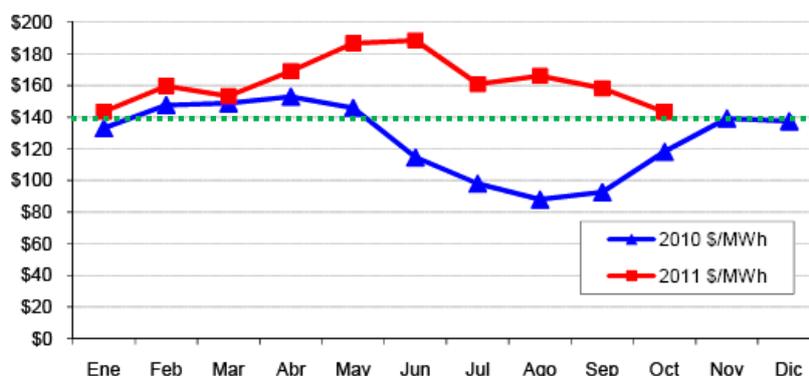
売電単価は現在 SIGET が公表している取引価格を参考にして初年度価格を 140 ドル/MWh に設定する。売電単価はこれまでの取引価格をみても、2010 年は US87.91 ドル/MWh から US162.90 ドル/MWh、 2011 年は US143.53 ドル/MWh から US186.68 ドル/MWh と大幅に変動している（図 8.2.2 参照）。このため、中間値として 140 ドル/MWh を採用した。

（出典：UT 、2011年9月）

図8.2.2　電力料金の推移（2010年、2011年）

(2) 年間発電量及び売電量

年間発生電力量は電源種、設備利用率、発電効率によって大きく異なる。年間発生電力量が事業収入に大きく影響することから、ベースケースとしての電源別設備利用率を以下の通り設定することとし、その結果を踏まえて設備利用率が変化した場合の開発シナリオ（ケーススタディ）の事業収益に与える影響を検討する。

表8.2.4　電源別設備利用率

電源	設備利用率（発電効率）
小水力発電	第４章に示されている20MW以下の小水力発電の設備利用率は発電量（675GWh/年）と設備容量（158MW）から推定すると約50%である。一方、SIGET統計データによると小水力発電でも60%程度となっているプロジェクトもある。このためベースケースでは設備利用率を50%とし、開発シナリオによっては40%と60%を適用する。
風力発電	風力発電の設備利用率については、本来は風速区分に起因し、風速によってプロジェクトの経済性は大きく異なる。現在計画されているメタパンプロジェクト（42MW）では設備利用率を34.4%と推定している。NEDOなどの資料を参考に、ベースケースの設備利用率を25%と仮定する。
太陽光発電	発電効率は太陽光発電システム（グリッド接続）と電源開発地点の自然条件（特に、日射量）などによって大きく影響される。日本における現在の発電効率は平均12% とされている。エルサルバドルの日射量は東京の平均値の1.5～1.6倍と高いことからベースケースの発電効率を18%と仮定する。

（出典：JICA調査団）

8.2.3.6 プロジェクトコストの推定

(1) 開発コスト

小水力発電の開発コストは電源開発コストとグリットに接続させる送配電コストを考慮する（現行の法令では送電コスト負担は電源開発者となっているため）。風力、および太陽光（グリッド接続）の投資コストについては収集した資料や情報にグリッド接続コストが含まれているので特別に計上しない。

電源種毎の開発コストは以下の通り設定した。

表8.2.5 開発コスト

<table>
<tr><th>電源</th><th>開発コスト</th></tr>
<tr><td>小水力発電</td><td>小水力発電の開発ポテンシャルについては第４章に20 MW以下のプロジェクトが特定されているが、ここでの分析は5 MW規模以下として200 kWまでを対象にいくつかのケーススタディを行う。開発コストは民間電力会社であるCECSA社の小水力発電の実績やF/Sレポートを参照して建設コストを含む開発コストを以下の通り設定する。
いずれのケースもプロジェクトサイトが特定できないが、小水力発電については暫定的にグリッドまでの接続距離を3 kmと想定して投資コストに反映させる。
<table>
<tr><th>設備容量</th><th>5 MW～1.0 MW</th><th>1.0 MW～100 kW</th></tr>
<tr><td>建設コスト (US$000/MW)</td><td>2,500</td><td>3,000</td></tr>
<tr><td>グリッド接続コスト (US$000/km)</td><td colspan="2">50</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>風力発電</td><td>IEAやGWECなどのレポートを参考にしてkW当たりの開発コスト以下の通り設定する。これらのレポートの中には複数の開発シナリオを想定して異なる開発コストを推定している場合には中間値を採用した。このコストにはグリッド接続のコストが含まれている。2030年の開発コストは2010年の開発コストより約20%縮減すると見込まれている。
<table>
<tr><th>Year</th><th>2010</th><th>2015</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr>
<tr><td>IEA ($/kW)</td><td>1,725</td><td></td><td>-</td><td></td><td>1,420</td></tr>
<tr><td>GWEC ($/kW)</td><td>1,890</td><td></td><td>1,730</td><td></td><td>1,590</td></tr>
<tr><td>JICA調査団（$/kW）</td><td>1,800</td><td>1,700</td><td>1,600</td><td>1,600</td><td>1,500</td></tr>
</table>
注：
1) IEA の2010年の価格は2008年の価格であるが、2010 年とみなした。
2) IEA: International Energy Agency
3) GWEC: Global Wind Energy Council</td></tr>
<tr><td>太陽光発電（グリッド接続）</td><td>IEAやEPIAなどのレポートを参考にしてkW当たりの開発コスト以下の通り設定する。これらのレポートの中には複数の開発シナリオを想定して異なる開発コストを推定している場合があるので、その場合は中間値を採用した。このコストにはグリッド接続のコストが含まれている。2030年の開発コストは2010年の開発コストより約1/3に縮減すると見込まれている。2020年の開発コストは2010年の約半分以下に縮減すると見込まれている。
<table>
<tr><th>Year</th><th>2010</th><th>2015</th><th>2020</th><th>2025</th><th>2030</th></tr>
<tr><td>IEA ($/kW)</td><td>4,060</td><td></td><td>1,830</td><td></td><td>1,220</td></tr>
<tr><td>EPIA ($/kW)</td><td>3,600</td><td></td><td>1,380</td><td></td><td>1,060</td></tr>
<tr><td>JICA調査団（$/kW）</td><td>3,800</td><td>2,700</td><td>1,600</td><td>1,300</td><td>1,100</td></tr>
</table>
注：
1) IEA の2010年の価格は2008年の価格であるが、2010 年とみなした。
2) IEA: International Energy Agency
3) EPIA: European Photovoltaic Industry Association</td></tr>
</table>

（出典：JICA調査団）

(2) 維持管理費

小水力、風力及び太陽光発電の年間維持管理費を以下の通り設定する。これらの維持管理費には毎年のインフレを反映させる。

表8.2.6　維持管理費

電源	維持管理費
小水力発電	年間の維持管理は年間電力売上高の5%とし、それに緊急時の特別修理費を発電量（MWh）の0.35ドル/MWhとする。この費用には発電所の維持管理に係る人件費や補修費など直接経費と、発電所の建設場所の地方（Department）政府から課せられる地方税、SIGETへのサーチャージなどからなる間接経費を含んでいる。
風力発電	IEAレポート（IEA Annual Report 2010）では陸上設置の風力発電の場合、US12～32ドル/MWhとなっている。中間値を採用し、US22ドル/MWhとする。
太陽光発電	IEAレポートではグリッド接続の太陽光発電の場合、US4ドル/MWhとなっている。この維持管理費を採用する。

（出典：JICA調査団）

8.2.3.7　典型的な開発パターンの設定

事業収支に影響を与える要因としては以下のような点を考慮して事業収支分析（シミュレーション）を行うこととする。

プロジェクト規模：事業の採算性は開発規模によるコストに大きく影響される。
設備利用率：設備利用率が向上すれば発電量増加に伴う収入増加が期待でき、逆に設備利用率が低下すると収入が減少する。
開発年度：風力や太陽光発電の場合、開発年度を遅らせれば研究開発によって開発コストが低減することが期待できる。
サイトの開発条件：小水力発電の場合、開発サイトへのアクセス状況により、グリッド接続コストが高くなり採算性に大きく影響する。特に、小規模発電の場合は全体コストの中でこのコストが占める比率が高くなる。

電源種別に以下に示すように条件設定で事業収支分析（シミュレーション）を行った。

表8.2.7　事業収支分析（シミュレーション）の条件設定

電源種別 ケース	開発規模	条件設定
小水力発電		
ケース H0	5 MW	開発規模を5 MWとしたベースケース（H0）についてキャッシュフローを作成した。
ケース H1	4 MW	開発規模変更のため開発コストを変更した。
ケース H2	3 MW	開発規模変更のため開発コストを変更した。
ケース H3	2 MW	開発規模変更のため開発コストを変更した。
ケース H4	1 MW	開発規模変更のため開発コストを変更した。
ケース H5	0.7MW	規模の経済を考慮して開発コストをベースケースより高くした。
ケース H6	0.5 MW	ケース H5の条件で、開発規模縮小に併せ開発コストを変更した。
ケース H7	0.3 MW	ケース H5の条件で、開発規模縮小に併せ開発コストを変更した。
ケース H8	0.2MW	ケース H5の条件で、開発規模縮小に併せ開発コストを変更した。
ケース H9	0.2 MW	ケース H8の条件で、設備利用率を40%にした。
ケース H10	0.1 MW	ケース H5の条件から、開発規模縮小に併せ開発コストを変更した。
ケース H11	0.1MW	ケース H10の条件で、設備利用率を60%にした。
風力発電		
ケース W0	20 MW	上記シミュレーションの前提条件の基にベースケースとしてキャッシュフローを作成した。
ケース W1	20 MW	開発コストを2015年度価格にして、設備利用率を25%にした。
ケース W2	20 MW	計画中のメタパン・プロジェクトを参考にして設備稼働率を34%とした。
ケース W3	20 MW	開発コストを2020年度価格にして、設備利用率を34%にした。
太陽光発電（グリット接続）		
ケース S0	20 MW	上記シミュレーションの前提条件の基にベースケースとしてキャッシュフローを作成した。
ケース S1	20 MW	ベースケースより導入時期を遅らせるケースを想定して開発コストを2015年度価格にした。
ケース S2	20 MW	導入時期をS1と同じく2015年度価格にして、発電効率を25%まで向上させた。
ケース S3	20 MW	導入時期をさらに遅らせるケースを想定して開発コストを2020年度価格にし、発電効率を25%にした。

（出典：JICA調査団）

8.2.4 事業収支分析（シミュレーション）の結果

8.2.4.1 各種条件下でのキャッシュフロー

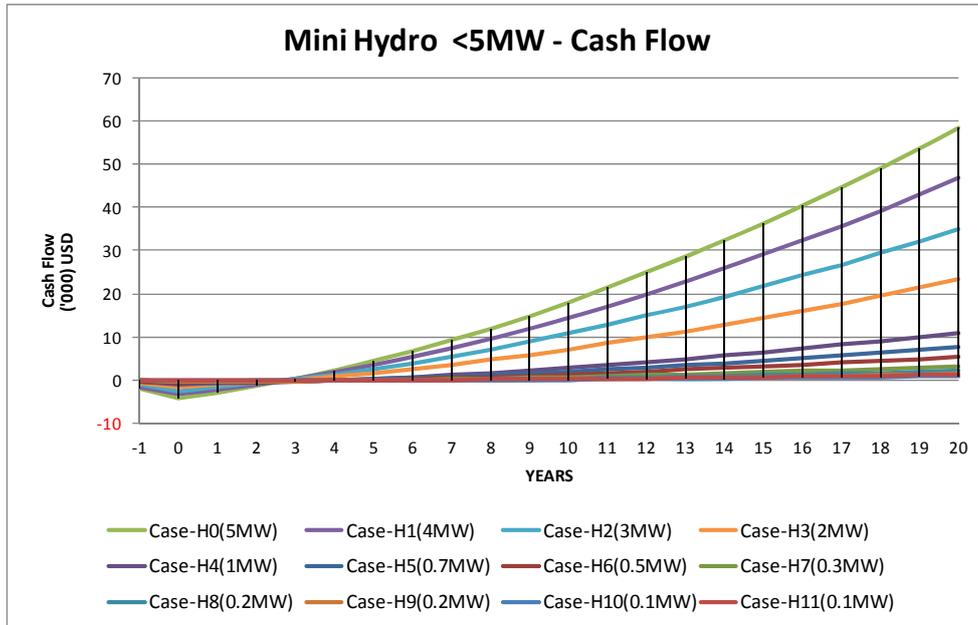
前節までに示した分析条件に基づき作成したキャッシュフローの計算結果を図に示す。また、これらのキャッシュフローの計算書は付属資料-E に示した。

（出典：JICA調査団）

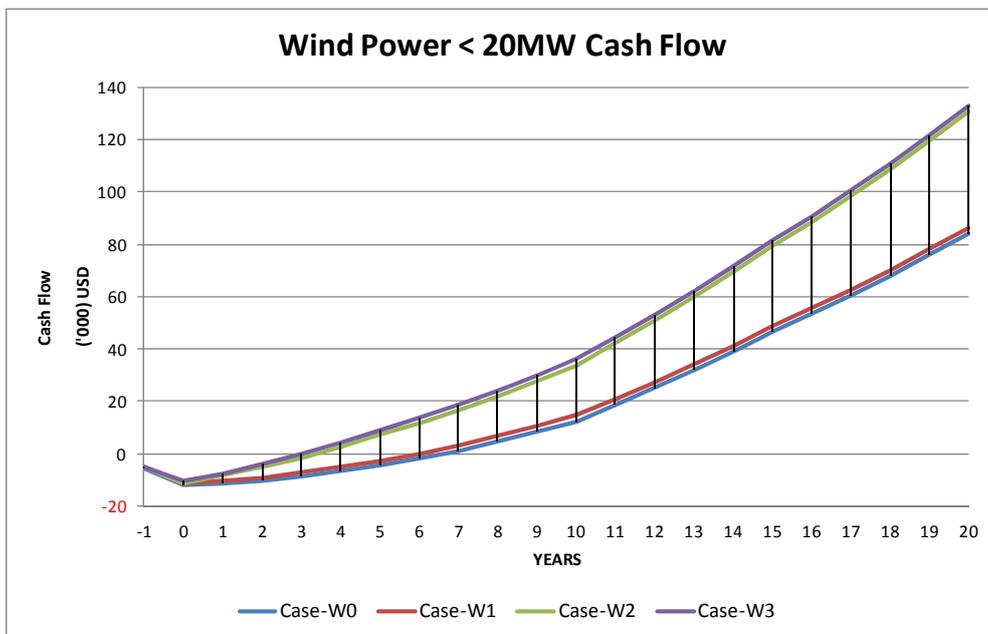
図8.2.3 小水力発電の収支シミュレーション

（出典：JICA調査団）

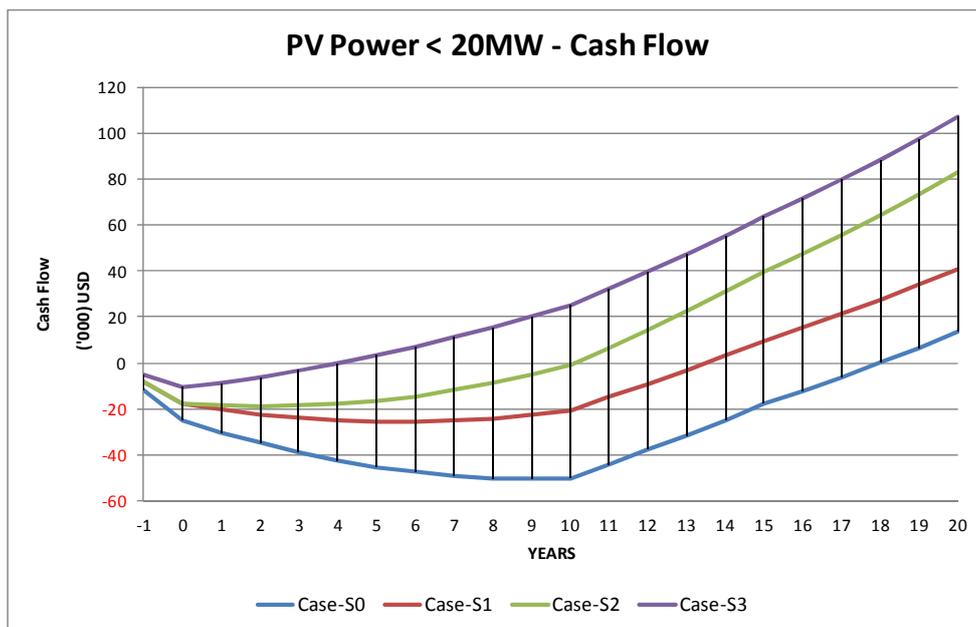
図8.2.4 風力発電の収支シミュレーション

（出典：JICA調査団）

図8.2.5　太陽光（グリッド接続）発電の収支シミュレーション

以上の分析は売電単価 140 ドル/MWh を前提に分析したものであるが、同国では競争入札によって価格が決まるため、価格競争力の観点から売電単価 100 ドル/MWh をオプションとして感度分析を行なった。

この各ケースのアウトプット対する評価結果を次表に示す。なお、評価は典型的な開発パターン（売電単価：140 ドル/MWh）の財務的指標（B/C）に基づき以下の 3 区分で評価したものである。

“A”：　現在の免税措置だけで開発が可能と判断する(B/C>1.5)。

“B”：　サイトの開発条件やプラントの発電効率などの条件が良好であるか、グリッド接続コストを他の事業者が負担すれば開発は可能である(B/C:1.0~1.5)。

“C”：　赤字分に対する金融支援（補助金）がないと開発は困難である(B/C<1.0)。

上記分析は参考売電単価として 140 ドル/MWh を用いた。これとは別に参考売電単価を 100 ドル/MWh に設定し、売電単価による感度分析を行い、その影響度合いを評価した。

表8.2.8　事業収支シミュレーションの計算結果と評価

Type of Energy	Case Study	Pre-conditions							Calculation Result						Overall Evaluation
		Plant Capacity (MW)	Capacity Factor (%)	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost		Tax Exemption (year)	A.Unit Price ($140/MWh)			B.Unit Price ($100/MWh)			
									NPV ($000)	FIRR (%)	B/C	NPV ($000)	FIRR (%)	B/C	
Small Hydro	Case-H0	5	50%	12,500	150	5	%	10	16,024	37.7%	2.05	8,294	24.2%	1.59	A
	Case-H1	4	50%	10,000	150	5	%	10	12,793	37.5%	2.04	6,609	24.1%	1.59	A
	Case-H2	3	50%	7,500	150	5	%	10	9,563	37.3%	2.04	4,925	24.0%	1.58	A
	Case-H3	2	50%	5,000	150	5	%	10	6,332	36.9%	2.02	3,240	23.7%	1.57	A
	Case-H4	1	50%	3,000	150	5	%	10	2,666	28.5%	1.74	1,120	17.7%	1.33	A
	Case-H5	0.7	50%	2,100	150	5	%	10	1,827	27.8%	1.71	745	17.2%	1.31	A
	Case-H6	0.5	50%	1,500	150	5	%	10	1,268	26.8%	1.68	495	16.5%	1.28	A
	Case-H7	0.3	50%	900	150	5	%	10	710	24.9%	1.61	246	15.1%	1.22	A
	Case-H8	0.2	50%	600	150	5	%	10	430	22.6%	1.52	121	13.5%	1.16	A
	Case-H9	0.2	40%	600	150	5	%	10	214	16.3%	1.27	-34	9.0%	0.96	B
	Case-H10	0.1	50%	300	150	5	%	10	151	17.4%	1.32	-4	9.8%	0.99	B
	Case-H11	0.1	60%	300	150	5	%	10	259	22.8%	1.53	73	13.6%	1.16	A
Wind	Case-W0	20	25%	36,000	-	22	$/MWh	5	15,796	19.6%	1.34	163	10.1%	1.00	B
	Case-W1	20	25%	34,000	-	22	$/MWh	5	17,384	21.2%	1.38	1,915	11.2%	1.04	B
	Case-W2	20	34%	34,000	-	22	$/MWh	5	33,365	31.9%	1.64	12,900	18.3%	1.27	A
	Case-W3	20	34%	32,000	-	22	$/MWh	5	34,954	34.5%	1.70	14,489	19.9%	1.31	A
Solar PV	Case-S0	20	18%	76,000	-	4	$/MWh	5	-26,811	1.7%	0.63	-38,621	#NUM!	0.45	C
	Case-S1	20	18%	54,000	-	4	$/MWh	5	-7,518	6.9%	0.86	-19,235	1.6%	0.63	C
	Case-S2	20	25%	54,000	-	4	$/MWh	5	7,889	13.2%	1.14	-8,299	6.5%	0.84	B
	Case-S3	20	25%	32,000	-	4	$/MWh	5	25,745	27.8%	1.70	10,677	17.3%	1.31	A

（出典：JICA調査団）

8.2.4.2　事業化の可能性

事業シミュレーションの結果から再生可能エネルギーの開発に対する事業化の可能性については開発シナリオ（ケーススタディ）毎に以下のように評価できる。

1)　小水力発電

5MW から 0.3MW までいずれのケースもベースケースで想定した条件で開発可能である。すなわち、補助金等のインセンティブは特に付与しないで開発が可能である。

しかしながら、いわゆるマイクロ水力といわれる 0.2MW や 0.1MW の規模になると開発コストの規模によっては事業化が困難になるケースが出てくる可能性もある。この規模の開発のためには開発予定のサイト条件に加えてグリッド接続コストの免除又は補助金の付与などを検討することも場合によっては必要であろう。

2)　風力発電

4ケース全ての事業化が可能である。将来的にも大幅なコストダウンが見込めないエネルギーであるので自然条件によって大きく左右されるが発電効率がエルサルバドル北西部で計画されているメタパン・プロジェクトと同じであれば事業化可能なプロジェクトである。

3)　太陽光発電（グリット接続）

4 ケースのうち S2 と S3 プロジェクトの事業化が可能である。

S3 は開発コストが 2020 年レベルまで縮減することが見込まれて、システムの発熱効率が 25%まで向上するケースである。従って、太陽光発電は現段階では民間主導で開発するのは困難な現状にあるといえる。

8.2.5 コスト増加要因の検討

上記電源開発に当たり、コスト増加要因としては、以下の事項について考慮する必要がある。

1) 自然災害対策

エルサルバドルは、ハリケーン被害、大地震や火山噴火など時折、自然災害に見舞われる。再生可能エネルギー電源開発のサイト選定時にはこれら自然災害の要因を考慮する必要がある。場合によっては自然災害対策をする必要があるため開発コストが高くなることが想定される。

2) 新システム導入に対する維持管理技術者の育成

小水力発電については導入実績があるが、風力発電や太陽光発電システムについては実績がない。風力発電や太陽光発電のシステムの調達は外国からの輸入となることが想定され、設置工事等も調達先から技術指導を受けながら行うことになる。施工技術者の育成と共に、新しいシステムに対して適切に維持管理できる要員を育成していく必要がある。これらは設備調達先である外国メーカーの技術指導を得ながら技術者を育成していくことになることこれらの要因が開発コストや維持管理費に影響することが想定される。

3) スペアパーツ調達システム

発電システムが故障などにより運転が中断するような事態を回避するためには、日常の定期点検を計画どおり実施すると共に、消耗品や部品を定期的に交換していく必要がある。このためには国内に発電システムの維持管理に必要な部品調達が定期的に迅速に調達できる現地代理店の設定を条件付けるなどの要件整備が必要である。このためには維持管理費が割高になる可能性はあるが、発電システムの運転に支障がでない体制造りが必要である。

4) 資金調達条件

同国の電力セクターは民間企業主導で開発されている。民間企業が新たな電源開発をしようとした場合の資金調達先は商業銀行の他に BCIE など公的金融機関からの資金調達が可能である。しかし、借入金利は安い条件でも年率 8%以上であり、外国からのソフトローン金利に比較するとかなり割高となっている。この金利負担がコスト増加要因の一つである。外国からのソフトローンが活用できる仕組み作りを検討する必要がある。

8.3 環境面の検討

再生可能エネルギー事業の実施に際して、事業持続性や実施可能性を担保するため、環境社会に配慮することが肝要である。以下、エルサルバドルにおける再生可能エネルギー事業促進に向けての障壁、各技術導入時に想定される環境社会面におけるスコーピング（案）を通じて現況および課題を検討し、今後優先的に取り組むべき環境社会面において留意すべき事項について提言を行う。

8.3.1 再生可能エネルギー促進に向けた障壁の検討

エルサルバドルにおける再生可能エネルギー関連諸機関が抱える開発経験および直面している課題を分析した結果、エルサルバドルにおける再生可能エネルギーの促進に当たって障壁となっている環境社会配慮の事項は以下のとおりである。

(1) 政策的な障壁

- 再生可能エネルギー開発のための基本的な枠組み、ならびにマスタープランの欠如
- 環境社会配慮に係る国家的な対策において、再生可能エネルギー促進を図る動機づけとなる法律の欠如
- 各再生可能エネルギー電源別の環境天然資源省（MARN）による環境承認フォーマットの欠如

このような障壁の結果、再生可能エネルギー関連の諸機関および民間セクターが再生可能エネルギーを用いた発電プロジェクトを実施するための決められた手法を身につけることを難しくしている。

(2) 組織・制度的な障壁

- 再生可能エネルギーの知見をもつ環境天然資源省専門家の欠如
- 環境社会配慮に関連する諸機関間での情報共有システムの未整備（再生可能エネルギープロジェクトにおける環境被害状況や再生可能エネルギー事業実施の進捗状況、等）

(3) プロジェクト実施に係る障壁

- 事業実施業者に費用負担が課さられる環境影響評価（EIA）など環境調査の高いコスト負担
- 環境社会に配慮した適切な土地収用に対する煩雑な諸手続き
- 事業の実施過程を中断させてしまうことが少なくない環境承認の取得に向けた煩雑な諸手続き
- 環境承認の経験・知見を有する人的資源の不足（特に、中小企業および NGO）

このような障壁の結果、再生可能エネルギー関連の諸機関および民間セクターは、環境社会に配慮した円滑な事業実施を妨げられている。

8.3.2 各技術導入時に想定される環境面におけるスコーピング（案）

エルサルバドルにおける再生可能エネルギー事業の経験および各発電技術において想定し得る技術的な側面から、下表のとおり発電技術ごとに全般的なスコーピング（案）を作成した。ただし、同一発電技術の事業であっても、事業規模、対象地域等によりスコーピング（案）は異なることになるので、事業実施時には改めてスコーピング（案）を再検討する必要がある。

表8.3.1　環境影響評価に係るスコーピング（案）（小水力発電）

No.	影響項目	評価		評価理由
		工事中	供用後	
1	住民移転	B-	C	<工事中> ・発電所建設によって住民移転が想定される。 <供用後> ・住民移転後のモニタリングが必要である。
2	用や生計手段等の地域経済	B+	B+	<工事中> ・直接的　用機会（建設工事等）および間接的　用機会（工事現場付近の食　・雑貨屋等のサービス業）の発生が想定される。 <供用後> ・燃料費削減による産業活性化が想定される。
3	土地利用や地域資源利用	B-	D	<工事中> ・農牧地の減少、最小限の灌木の伐採が想定される。
4	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	・地域社会への影響は想定されない。
5	既存の社会インフラや社会サービス	D	B+	<供用後> ・電気供給の安定化が想定される。
6	困層、先住民　および少数民	C	C	・候補地選定の際、先住民　・少数民　の存在を確認する必要がある。
7	被害と便益の偏在	D	D	・発電所は居住地域を極力避けて選定されることから、ある特定の地域や住民に特別な被害と便益をもたらすことはほとんど想定されない。
8	地域内の利害対立	C	C	・地域内での利害が発現することはほとんど想定されないが、住民協議会等を通じて、地域住民の意見を聴取する必要がある。
9	文化遺産	C	D	<工事中> ・文化庁による文化遺産に係る調査を実施する必要がある。
10	水利用あるいは水利権と入会権	B-	B-	<工事中> ・水利権および入会権の承認を得る必要がある。 <供用後> ・運用後のモニタリングが必要である。
11	HI　AIDS等の感染	D	D	・外部労働者は少なく、感染源の拡大はほとんど想定されない。
12	労働条件	D	D	・周辺の労働条件が変化する可能性はほとんど想定されない。
13	地形と地理的特徴	B-	D	<工事中> ・　　地の部分的切り土発生による地形の変化が想定される。
14	地下水	D	D	・計画横断が現地盤より大幅に低くならないため、地下水への影響はほとんど想定されない。
15	土壌浸食	B-	D	<工事中> ・　　地の部分的切り土木工事等による土壌浸食の発生が想定される。
16	水象	C	C	<工事中・供用後> ・発電所設置による河川流動等の水象変化の可能性が想定される。
17	動植物と生物多様性	B-	B-	<工事中・供用後> ・　　地の部分的切り土や農牧地の一部縮小等による既存生態系への影響が想定される。
18	気象	D	D	・気象への負の影響はほとんど想定されない。
19	景観	B-	B-	<工事中・供用後> ・　　地の部分的切り土等による景観へのマイナスの影響が想定される。
20	保護地	C	C	・事業対象地域周辺の保護地の有無を確認する必要がある。
21	廃棄場所の管理	D	D	・地方行政が許可する管理場所に廃棄することになり、ほとんど影響は想定されない。
22	地球温暖化	D	D	・地球温暖化への負の影響はほとんど想定されない。
23	大気汚染	D	D	・大気質の悪化はほとんど想定されない。

No.	影響項目	評価		評価理由
		工事中	供用後	
24	水質汚染	D	D	・工事現場、建設機械、作業員　舎等からの汚水、流出油、廃水による水質の悪化はほとんど想定されない。
25	土壌汚染	D	D	・土壌を汚染する可能性のある廃液が発生する可能性は極めて低い。
26	廃棄物	D	D	・建設廃土や建設廃材の発生はほとんど想定されない。
27	騒音と振動	B-	B-	<工事中> ・建設機械稼働や工事車　　行による騒音・振動の発生が想定される。 ＜供用後＞ ・新規発電所の運用による騒音・振動の発生が想定される。
28	地盤沈下	D	D	・発電所設置場所において掘削作業を行うが、河川流域内での作業であるため地盤沈下が起こる可能性は極めて低い。
29	悪臭	D	D	・建設機械稼働や工事車　　行による排気ガス等の発生は、ほとんど想定されない。
30	事故	B-	D	<工事中> ・工事現場における交通事故の発生が想定される。

A+/-:　大きな影響（正または負）が想定される

B+/-: ある程度の影響（正または負）が想定される

C+/-:　影響（正または負）の程度は未定である（今後の確認調査が必要である）

D: 影響の程度は軽微である

（出典： JICA調査団）

表8.3.2　環境影響評価に係るスコーピング（案）（風力発電）

No.	影響項目	評価		評価理由
		工事中	供用後	
1	住民移転	B-	C	<工事中> ・発電所建設によって住民移転が想定される。 <供用後> ・住民移転後のモニタリングが必要である。
2	用や生計手段等の地域経済	B+	B+	<工事中> ・直接的　用機会（建設工事等）および間接的　用機会（工事現場付近のサービス業等）の発生が想定される。 <供用後> ・燃料費削減による産業活性化が想定される。
3	土地利用や地域資源利用	B-	D	<工事中> ・農牧地の減少、最小限の灌木の伐採が想定される。
4	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	・地域社会への影響は想定されない。
5	既存の社会インフラや社会サービス	D	B+	<供用後> ・電気供給の安定化が想定される。
6	困層、先住民　および少数民	C	C	・候補地選定の際、先住民　・少数民　の存在を確認する必要がある。
7	被害と便益の偏在	D	D	・発電所は居住地域を極力避けて選定されることから、ある特定の地域や住民に特別な被害と便益をもたらすことはほとんど想定されない。
8	地域内の利害対立	C	C	・地域内での利害が発現することはほとんど想定されないが、公聴会等を通じて、地域住民の意見を聴取する必要がある。
9	文化遺産	C	D	<工事中> ・文化庁による文化遺産に係る調査を実施する必要がある。
10	水利用あるいは水利権と入会権	D	D	・水利権および入会権の承認は想定されない。
11	HI　AIDS 等の感染	D	D	・プロジェクト地域外からの感染源拡大は想定されない。
12	労働条件	D	D	・周辺住民の労働条件が変化する可能性はほとんど想定されない。
13	地形と地理的特徴	B-	D	<工事中> ・　　地の部分的切り土発生による地形の変化が想定される。
14	地下水	D	D	・計画横断が現地盤より大幅に低くならないため、地下水への影響はほとんど想定されない。
15	土壌浸食	B-	D	<工事中> ・　　地の部分的切り土工事等による土壌浸食の発生が想定される。
16	水象	D	D	・河川への影響はなく、水象変化の可能性は想定されない。
17	動植物と生物多様性	B-	B-	<工事中・供用後> ・　　地の部分的切り土や農牧地の一部縮小等による既存生態系への影響が想定される。特に鳥類への配慮が必要である。
18	気象	D	D	・気象への負の影響はほとんど想定されない。
19	景観	B-	B-	<工事中> ・　　地の部分的切り土等による景観へのマイナスの影響が想定される。 <供用後> ・発電所の設置等による景観へのマイナスの影響が想定される。
20	保護地	C	C	・事業対象地域周辺の保護地の有無を確認する必要がある。
21	廃棄場所の管理	D	D	・地方行政が許可する管理場所に廃棄することになり、ほとんど影響は想定されない。
22	地球温暖化	D	D	・地球温暖化への負の影響はほとんど想定されない。
23	大気汚染	D	D	・排気ガスや粉塵等による大気質の悪化は想定されない。
24	水質汚染	D	D	・汚水、流出油、廃水による水質の悪化は想定されない。
25	土壌汚染	D	D	・土壌を汚染する可能性のある廃液が発生する可能性は極めて低

No.	影響項目	評価		評価理由
		工事中	供用後	
				い。
26	廃棄物	D	D	・建設廃土や建設廃材の発生は想定されない。
27	騒音と振動	B-	B-	<工事中> ・建設機械稼働や工事車　　行による騒音・振動の発生が想定される。 ＜供用後＞ ・新規発電所の運用による騒音の発生が想定される。 ・新規発電所の運用による低周波の発生が想定される。
28	地盤沈下	D	D	・発電所設置場所において掘削作業を行うが、地盤沈下が起こる可能性は極めて低い。
29	悪臭	D	D	・発電所からの悪臭はほとんど想定されない。
30	事故	B-	D	<工事中> ・工事現場における交通事故の発生が想定される。

A+/-:　大きな影響（正または負）が想定される

B+/-: ある程度の影響（正または負）が想定される

C+/-:　影響（正または負）の程度は未定である（今後の確認調査が必要である）

D: 影響の程度は軽微である

（出典：JICA調査団）

表8.3.3　環境影響評価に係るスコーピング（案）（太陽光発電）

No.	影響項目	評価		評価理由
		工事中	供用後	
1	住民移転	D	D	・設置による住民移転は想定されない。
2	用や生計手段等の地域経済	B+	B+	<工事中> ・直接的　用機会（建設工事等）および間接的　用機会（工事現場付近のサービス業等）の発生が想定される。 <供用後> ・燃料費削減による産業活性化が想定される。
3	土地利用や地域資源利用	D	D	・農牧地の減少、灌木の伐採はほとんど想定されない。
4	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	・地域社会への影響は想定されない。
5	既存の社会インフラや社会サービス	D	B+	<供用後> ・学校や保健所等の公共施設における電気供給の安定化が想定される。
6	困層、先住民　および少数民	D	D	・先住民　・少数民　社会への影響は想定されない。
7	被害と便益の偏在	D	D	・発電所は居住地域を極力避けて選定されることから、ある特定の地域や住民に特別な被害と便益をもたらすことはほとんど想定されない。
8	地域内の利害対立	C	C	・地域内での利害が発現することはほとんど想定されないが、公聴会等を通じて、地域住民の意見を聴取する必要がある。
9	文化遺産	D	D	・施設への設置であることから、文化遺産への影響は想定されない。
10	水利用あるいは水利権と入会権	D	D	・水利権および入会権は発生しない。
11	HI　AIDS等の感染	D	D	・プロジェクト地域外からの感染源拡大は想定されない。
12	労働条件	D	D	・周辺住民の労働条件が変化する可能性はほとんど想定されない。
13	地形と地理的特徴	D	D	・既存施設への設置であり、地形の変化は想定されない。
14	地下水	D	D	・既存施設への設置であり、地下水への影響は想定されない。
15	土壌浸食	D	D	・既存施設への設置であり、土壌浸食の発生は想定されない。
16	水象	D	D	・既存施設への設置であり、水象変化は想定されない。
17	動植物と生物多様性	D	D	・既存施設への設置であり、既存生態系への影響は想定されない。
18	気象	D	D	・気象への負の影響はほとんど想定されない。
19	景観	C	C	・太陽光パネルの規模によってはマイナスの影響を及ぼすことも想定される。
20	保護地	D	D	・既存施設への設置であり、保護地への影響は想定されない。
21	廃棄場所の管理	D	D	・廃棄物は発生せず、影響は想定されない。
22	地球温暖化	D	D	・マイナスの影響は想定されない。
23	大気汚染	D	D	・排気ガスや粉塵の発生は想定されない。
24	水質汚染	D	D	・汚水、流出油、廃水による水質の悪化は想定されない。
25	土壌汚染	D	D	・土壌を汚染する可能性のある廃液の発生は想定されない。
26	廃棄物	D	D	・建設廃土や建設廃材の発生は想定されない。
27	騒音と振動	D	D	・建設機械や工事車　による騒音・振動の発生は想定されない。
28	地盤沈下	D	D	・既存施設への設置であり、地盤沈下が起こる可能性はない。
29	悪臭	D	D	・悪臭の発生は想定されない。
30	事故	D	D	・工事中における交通事故の発生はほとんど想定されない。

A+/-:　大きな影響（正または負）が想定される

B+/-: ある程度の影響（正または負）が想定される

C+/-:　影響（正または負）の程度は未定である（今後の確認調査が必要である）

D: 影響の程度は軽微である

（出典：　JICA調査団）

表8.3.4　環境影響評価に係るスコーピング（案）（太陽熱発電）

No.	影響項目	評価		評価理由
		工事中	供用後	
1	住民移転	D	D	・設置による住民移転は想定されない。
2	用や生計手段等の地域経済	B+	B+	<工事中> ・直接的　用機会（建設工事等）および間接的　用機会（工事現場付近のサービス業等）の発生が想定される。 <供用後> ・燃料費削減による産業活性化が想定される。
3	土地利用や地域資源利用	D	D	・農牧地の減少、灌木の伐採はほとんど想定されない。
4	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	・地域社会への影響は想定されない。
5	既存の社会インフラや社会サービス	D	B+	<供用後> ・学校や保健所等公共施設における電気供給安定化が想定される。
6	困層、先住民　および少数民	D	D	・先住民　・少数民　社会への影響は想定されない。
7	被害と便益の偏在	D	D	・発電所は居住地域を極力避けて選定されることから、ある特定の地域や住民に特別な被害と便益をもたらすことはほとんど想定されない。
8	地域内の利害対立	C	C	・地域内での利害が発現することはほとんど想定されないが、公聴会等を通じて、地域住民の意見を聴取する必要がある。
9	文化遺産	C	D	<工事中> ・文化庁による文化遺産に係る調査を実施する必要がある。
10	水利用あるいは水利権と入会権	D	D	・水利権および入会権は発生しない。
11	HI　AIDS 等の感染	D	D	・プロジェクト地域外からの感染源拡大は想定されない。
12	労働条件	D	D	・周辺住民の労働条件が変化する可能性はほとんど想定されない。
13	地形と地理的特徴	D	D	・地形の変化をもたらす工事は想定されない。
14	地下水	D	D	・地下水への影響をもたらす工事はほとんど想定されない。
15	土壌浸食	D	D	・土壌浸食の発生をもたらす工事はほとんど想定されない。
16	水象	D	D	・河川流動等の水象変化は想定されない。
17	動植物と生物多様性	D	D	・既存生態系への影響はほとんど想定されない。
18	気象	D	D	・気象への負の影響はほとんど想定されない。
19	景観	C	C	<工事中・供用後> ・設置場所周辺の景観へのマイナスの影響が想定される。
20	保護地	C	C	・事業対象地域周辺の保護地の有無を確認する必要がある。
21	廃棄場所の管理	D	D	・地方行政が許可する管理場所に廃棄することになり、ほとんど影響は想定されない。
22	地球温暖化	D	D	・マイナスの影響は想定されない。
23	大気汚染	D	D	・排気ガスや粉塵の発生は想定されない。
24	水質汚染	D	D	・汚水、流出油、廃水による水質の悪化は想定されない。
25	土壌汚染	D	D	・土壌を汚染する可能性のある廃液の発生は想定されない。
26	廃棄物	D	D	・建設廃土や建設廃材の発生は想定されない。
27	騒音と振動	D	D	・建設機械や工事車　による騒音・振動の発生は想定されない。
28	地盤沈下	D	D	・既存施設への設置であり、地盤沈下が起こる可能性はない。
29	悪臭	D	D	・悪臭の発生は想定されない。
30	事故	D	D	・工事中における交通事故の発生はほとんど想定されない。

A+/-:　大きな影響（正または負）が想定される

B+/-: ある程度の影響（正または負）が想定される

C+/-:　影響（正または負）の程度は未定である（今後の確認調査が必要である）

D: 影響の程度は軽微である

（出典：　JICA調査団）

表8.3.5　環境影響評価に係るスコーピング（案）（地熱発電）

No.	影響項目	評価		評価理由
		工事中	供用後	
1	住民移転	B-	C	<工事中> ・発電所建設によって住民移転が想定される。 <供用後> ・住民移転後のモニタリングが必要である。
2	用や生計手段等の地域経済	B+	B+	<工事中> ・直接的　用機会（建設工事等）および間接的　用機会（工事現場付近のサービス業等）の発生が想定される。 <供用後> ・直接的　用機会（維持管理作業等）および間接的　用機会（車・　　所でのサービス業等）の発生が想定される。 ・燃料費削減による産業活性化が想定される。
3	土地利用や地域資源利用	B-	D	<工事中> ・農牧地の減少、最小限の灌木の伐採が想定される。
4	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	・地域社会への影響は想定されない。
5	既存の社会インフラや社会サービス	D	B+	<供用後> ・電気供給の安定化が想定される。
6	困層、先住民　および少数民	C	C	・候補地選定の際、先住民　・少数民　の存在を確認する必要がある。
7	被害と便益の偏在	D	D	・発電所は居住地域を極力避けて選定されることから、ある特定の地域や住民に特別な被害と便益をもたらすことはほとんど想定されない。
8	地域内の利害対立	C	C	・地域内での利害が発現することはほとんど想定されないが、公聴会等を通じて、地域住民の意見を聴取する必要がある。
9	文化遺産	C	D	<工事中> ・文化庁による文化遺産に係る調査を実施する必要がある。
10	水利用あるいは水利権と入会権	B-	C	<工事中> ・工事中だけでなく、試掘の段階から対象地域の水利権・入会権について確認する必要がある
11	HI　AIDS等の感染	D	D	・プロジェクト地域外からの感染源拡大は想定されない。
12	労働条件	D	D	・周辺住民の労働条件が変化する可能性はほとんど想定されない。
13	地形と地理的特徴	B-	D	<工事中> ・　　地の部分的切り土発生による地形の変化が想定される。
14	地下水	D	D	・計画横断が現地盤より大幅に低くならないため、地下水への影響はほとんど想定されない。
15	土壌浸食	B-	D	<工事中> ・　　地の部分的切り土工事等による土壌浸食の発生が想定される。
16	水象	D	D	・河川への影響はなく、水象変化の可能性は想定されない。
17	動植物と生物多様性	B-	B-	<工事中・供用後> ・　　地の部分的切り土や農牧地の一部縮小等による既存生態系への影響が想定される。
18	気象	D	D	・気象への負の影響はほとんど想定されない。
19	景観	B-	B-	<工事中> ・　　地の部分的切り土等による景観へのマイナスの影響が想定される。 <供用後> ・発電所からの蒸気　の発生がみられるようになる。
20	保護地	C	C	・事業対象地域周辺の保護地の有無を確認する必要がある。
21	廃棄場所の管理	D	D	・地方行政が許可する管理場所に廃棄することになり、ほとんど影響は想定されない。
22	地球温暖化	D	D	・地球温暖化への負の影響はほとんど想定されない。

No.	影響項目	評価		評価理由
		工事中	供用後	
23	大気汚染	B-	D	<工事中> ・建設機械からの排気ガスによる大気質の悪化、及び大型工事車等の　行により粉塵の発生が想定される。
24	水質汚染	B-	D	<工事中> ・工事現場、建設機械、作業員　舎等からの汚水、流出油、廃水による水質の悪化が想定される。
25	土壌汚染	B-	B-	<工事中・供用後> ・土壌を汚染する可能性のある廃液が発生する可能性がある。
26	廃棄物	B-	D	<工事中> ・建設廃土や建設廃材の発生が想定される。
27	騒音と振動	B-	B-	<工事中> ・建設機械稼働や工事車　　行による騒音・振動の発生が想定される。 ＜供用後＞ ・新規発電所の運用による騒音・振動の発生が想定される。
28	地盤沈下	B-	B-	・地熱の過剰　取によって地盤沈下の発生が想定される。
29	悪臭	B-	B-	<工事中> ・建設機械稼働や工事車　　行による排気ガス等の発生が想定される。 ＜供用後＞ ・新規発電所の運用による排気ガスの発生が想定される。
30	事故	B-	D	<工事中> ・工事現場における交通事故の発生が想定される。

A+/-:　大きな影響（正または負）が想定される

B+/-: ある程度の影響（正または負）が想定される

C+/-:　影響（正または負）の程度は未定である（今後の確認調査が必要である）

D: 影響の程度は軽微である

（出典： JICA調査団）

表8.3.6　環境影響評価に係るスコーピング（案）（バイオマス発電）

No.	影響項目	評価		評価理由
		工事中	供用後	
1	住民移転	B-	C	<工事中> ・発電所建設によって住民移転が想定される。 <供用後> ・住民移転後のモニタリングが必要である。
2	用や生計手段等の地域経済	B+	B+	<工事中> ・直接的　用機会（建設工事等）および間接的　用機会（工事現場付近のサービス業等）の発生が想定される。 <供用後> ・燃料費削減による産業活性化が想定される。
3	土地利用や地域資源利用	D	D	・農牧地の減少、灌木の伐採はほとんど想定されない。
4	社会関係資本や地域の意思決定機関等の社会組織	D	D	・地域社会への影響は想定されない。
5	既存の社会インフラや社会サービス	D	B+	<供用後> ・電気供給の安定化が想定される。
6	困層、先住民　および少数民	D	D	・先住民　・少数民　社会への影響は想定されない。
7	被害と便益の偏在	D	D	・発電所は居住地域を極力避けて選定されることから、ある特定の地域や住民に特別な被害と便益をもたらすことはほとんど想定されない。
8	地域内の利害対立	C	C	・地域内での利害が発現することはほとんど想定されないが、公聴会等を通じて、地域住民の意見を聴取する必要がある。
9	文化遺産	C	D	<工事中> ・文化庁による文化遺産に係る調査を実施する必要がある。
10	水利用あるいは水利権と入会権	C	C	・水利権および入会権の承認を確認する必要がある。
11	HI　AIDS 等の感染	D	D	・プロジェクト地域外からの感染源拡大は想定されない。
12	労働条件	D	D	・周辺住民の労働条件が変化する可能性はほとんど想定されない。
13	地形と地理的特徴	B-	D	<工事中> ・　　地の部分的切り土発生による地形の変化が想定される。
14	地下水	D	D	・計画横断が現地盤より大幅に低くならないため、地下水への影響はほとんど想定されない。
15	土壌浸食	B-	D	<工事中> ・　　地の部分的切り土工事等による土壌浸食の発生が想定される。
16	水象	D	D	・河川への影響はなく、水象変化の可能性は想定されない。
17	動植物と生物多様性	D	D	・工場内作業であることから、既存生態系への影響はほとんど想定されない。
18	気象	D	D	・気象への負の影響はほとんど想定されない。
19	景観	D	D	・景観へのマイナスの影響はほとんど想定されない。
20	保護地	C	C	・事業対象地域周辺の保護地の有無を確認する必要がある。
21	廃棄場所の管理	D	D	・地方行政が許可する管理場所に廃棄することになり、ほとんど影響は想定されない。
22	地球温暖化	D	B-	<供用後> ・メタンガス発生の可能性が想定される。
23	大気汚染	B-	B-	<工事中> ・建設機械からの排気ガスによる大気質の悪化、及び大型工事車等の　行により粉塵の発生が想定される。
24	水質汚染	B-	B-	<工事中・供用後> ・工事現場、建設機械、作業員　舎等からの汚水、流出油、廃水による水質の悪化が想定される。
25	土壌汚染	B-	B-	<工事中・供用後> ・土壌を汚染する可能性のある廃液が発生する可能性がある。

No.	影響項目	評価		評価理由
		工事中	供用後	
26	廃棄物	B-	B-	<工事中・供用後> ・建設廃土や建設廃材の発生が想定される。
27	騒音と振動	B-	B-	<工事中> ・建設機械稼働や工事車　　行による騒音・振動の発生が想定される。 <供用後> ・発電施設の操業による騒音・振動の発生が想定される。
28	地盤沈下	D	D	・発電所設置場所において掘削作業を行うが、地盤沈下が起こる可能性は極めて低い。
29	悪臭	B-	B-	<工事中> ・建設機械稼働や工事車　　行による排気ガス等の発生が想定される。 <供用後> ・発電施設の操業過程において、使用燃料等による悪臭が発生する可能性がある。
30	事故	D	D	<工事中> ・工事中における交通事故の発生はほとんど想定されない。

A+/-:　大きな影響（正または負）が想定される

B+/-: ある程度の影響（正または負）が想定される

C+/-:　影響（正または負）の程度は未定である（今後の確認調査が必要である）

D: 影響の程度は軽微である

（出典：　JICA調査団）

8.3.3　各技術導入に向けて配慮すべき環境･社会面での対応策（案）

再生可能エネルギー事業の実施において直面する障壁および環境スコーピングを検討した結果、エルサルバドルにおいて再生可能エネルギー開発を促進するに当たって配慮すべき環境・社会面での対応策（案）は以下のとおりである。

(1) 政策面での対応策

- エルサルバドル国におけるエネルギー政策は自然環境ならびに社会環境の枠組みを考慮し策定すべきである。
- 一般電力法は電力セクターに適用される様々な法律との調整を行うことが必要である。
- 小水力発電や太陽光発電のような分散型電源を送配電線に相互接続するための基準を作成すべきである。
- 他の関連する法律との整合を図るべく環境法の早急な修正が必要である。

(2) 組織・制度面での対応策

- 再生可能エネルギーの開発実施に際して政府機関が一般的なガイドラインを発行することが最優先課題である。
- 環境法の枠組みの中で、その第 6～9 項、特に国家環境管理システム（SINAMA）に関連する事項に注目すべきである。SIGET もしくは CNE 内に環境関連部門を設置し、再生可能エネルギープロジェクトに関する仕様書を作成、環境天然資源省（MARN）への有用な情報として提示し、同省の了承を得ることが必要である。このような手続きにより政府内部でのリソースが最適化され、再生可能エネルギーに関するプロジェクト承認手続きの迅速化が期待される。

- 再生可能エネルギーと環境に関する事項に関して、関連政府組織職員の知識強化へ向けた手続きの一端を政府として担うべきである。
- 再生可能エネルギーに関する技術的な情報交換へ向けての交流を支援し、将来的にプロジェクトを担う技術者の能力を高めることが必要である。
- 政府は特に再生可能エネルギー源に関する学科の専門家など、国内の人材をフル活用すべきである。
- 再生可能エネルギー源に焦点を当てた研究面、実施面双方での大学との合意の形成。
- 政府が再生可能エネルギー源に関する情報の提供を支援し、プロジェクトに関係する機関に対してガイドラインを提供すべきである。これは、プロジェクト関係者が　手に判断することなく、情報へのアクセス権という現行の枠組みの中で必要な処理が可能となることを意図している。

(3) プロジェクト実施に係る対応策

- 財務面の優先事項：再生可能エネルギー分野への投資を安心して行うため、初期投資コスト比率の低減、経済的な優遇策の増大などを通じて一般の人々が恩恵を教授するような適切な保護システムを構築することが必要である。

第9章　再生可能エネルギーの利用促進に向けたさらなる提言

9.1　調査結果に基づく将来の開発の方向性に関する提言

調査を通じて得られた結果をもとに、再生可能エネルギー全般、ならびにそれぞれの再生可能エネルギー源について、将来の方向性に関する提言について取りまとめた。技術面、経済・財務面、環境面の 3 つに分類し表 9.1.1 のとおり記した。

表9.1.1　調査結果に基づく再生可能エネルギー開発の方向性に関する提言

	技術面	経済・財務面	環境面
全般	1) 対象とする 7 つの再生可能エネルギー源（小水力、風力、太陽光、太陽熱、地熱、バイオマス、バイオガス）により、技術の熟度や開発の難易度が異なる。技術面の熟度を考慮しながら必要な準備・検討を進め、導入を促進することが必要。	1) 市中銀行の金利が8%と高く、開発資金調達の弊害となっている。再生可能エネルギー源は、他の電源に比べて初期投資額が高いことから、再生可能エネルギー開発に特化した低利融資制度などのしくみが必要。	1) 環境負荷の低い再生可能エネルギー開発に対する簡素化した環境許可取得手続きの制定。 2) 自然保護区における再生可能エネルギー開発の取り扱いの明確化。
小水力	1) 有望開発地点での現地踏査による正確な落差と流量の確認。 2) 長期的視点に立てば、水文観測網の整備と観測データの蓄積が必要。	1) モデルケースの検討結果によれば、100 kW～200 kWクラスの比較的出力の小さい開発地点に対する、系統接続費用の補助、または建設コストの３分の１程度の補助金の投入が必要。 2) 300 kW～5 MWクラスの比較的出力の大きい開発地点については、財務面の支援なしで開発が可能と思われる。	1) 河川維持流量に対するガイドラインの制定。 2) 小水力発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。
風力	1) 風力ポテンシャルマップに基づく有望開発地点における風況観測の実施が必要。 2) プレ F/S、F/S などの調査を通じた開発ポテンシャルの精緻化が必要。 3) 開発と維持管理を主導する技術者の育成が急務。	1) 現行の優遇制度下では、出力20 MW以下で、開発コスト1,700米ドル/kW以下、設備利用率35%以上、の３つの条件をクリアすることが導入の目安となる。 2) 継続的に技術開発と価格低下傾向の確認が必要である。	1) 風力発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。
太陽光	1) サンサルバドルをはじめ、日射量ポテンシャルは高い。 2) 技術面の課題を克服するための先駆的なプロジェクトの実施。 3) 開発と維持管理を主導する技術者の育成が急務。	1) 現行の優遇制度下では、出力20 MW以下で、開発コスト1,600米ドル/kW以下、設備利用率25%以上、の３つの条件をクリアすることが導入の目安となる。 2) 継続的に技術開発と価格低下傾向の確認が必要である。	1) 太陽光発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。

	技術面	経済・財務面	環境面
太陽熱	1) 現段階では初期投資コストの高さが導入の障壁となっている。最新技術動向の把握につとめ、価格低下傾向を通じて導入時期の検討を行う事が必要。	1) 太陽熱は標準開発規模が 30～50 MW であり、20 MW 以下を対象とする現行の免税制度が適用されない。導入促進のためには優遇税制枠の改定が必要。	1) 太陽熱発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。
地熱	1) 2017 年までは、ラヘオ（LaGeo）社の開発計画に沿って導入を進め、ベース電源の増強を図ることが重要。 2) 2018 年以降の開発計画策定のためのタイムリーな調査が必要。	1) 新規の地熱資源確認のための調査を公的資金により実施することにより、民間事業者の負担とリスクを軽減することの検討。	1) 環境許可申請の手続きの簡素化と所用期間の短縮。
バイオマス	1) 製糖工場のバガス発電の容量拡張。 2) その他のバイオマス資源の地域ごとの開発可能ポテンシャルの検討	1) バイオマス資源活用に関するコスト情報の収集。	1) バイオマス発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。
バイオガス	1) 埋立地バイオガスの新規開発、増設のための F/S 調査の実施。 2) その他のバイオガス技術（畜産、廃水など）については、実証試験などによるノウハウとデータの蓄積が必要。	1) バイオマス発電活用に関するコスト情報の収集。	1) バイオガス発電に特化した環境許可申請の手続き、および様式の整備が必要。

（出典：JICA調査団）

9.2 将来の導入に向けた政府の支援策、ならびに電力会社のインセンティブ

前節 9.1 でも触れたが、政府の支援策や電力会社へのインセンティブとしては、以下の事項が考えられる。

(1) 再生可能エネルギー開発のキャッシュ・フローを改善するための低利の融資制度の必要性。例えば、「再生可能エネルギー開発基金」の設立など。

(2) 現行の優遇税制の対象範囲の拡大（30～50 MW クラスの太陽熱発電、バイオマス発電など）

(3) 政府機関主導による水文観測ネットワークの整備。

(4) 政府機関主導による日射量、風況観測の実施。

(5) 風力、太陽光、太陽熱に関しては、将来的に導入価格の低下する時期を見込んで、政府、大学、民間企業の連携により、開発・維持管理に携わる技術者の育成を効率よく行うことが急務である。

第10章　再生可能エネルギーマスタープラン

本章では、これまでの調査・検討結果に基づいて策定したマスタープランの内容について記述する。マスタープランは 7 つの再生可能エネルギー電源について、2012 年から 2026 年までの向こう 15 年間を対象とする指標的開発計画（Indicative Development Plan）として策定した。電源の中には導入に向けてさらなる準備期間の必要なものもあるため、導入に向けた必要検討事項などの情報も併せて記載した。

10.1　マスタープランの定義

10.1.1　対象とする電源の種類

マスタープラン策定の対象となる再生可能エネルギー電源は、基本的に以下の 7 種類とする。

・小水力発電（20 MW 以下）
・風力発電
・太陽光発電
・太陽熱発電
・地熱発電
・バイオマス発電
・バイオガス発電

なお、第 8 章にて検討したように電源によっては既存の調査、技術、ならびに市場の成熟度が不十分であることなどから、導入に際してさらなる検討や実証試験などが必要なものもある。そのような電源については、導入を見据えた現時点での技術面での課題や検討事項、導入へ向けたアクションプラン、導入事例の紹介などを参考情報として示すこととする。

10.2　指標的開発計画（Indicative Development Plan）

第 2 章に記したとおり、エルサルバドル国では、電力市場における市場取引を通じて電力を供給する体制となっている。国営電力会社、ならびに民間の発電事業者が電力供給を担っているため、将来の開発計画は、これらの国営ならびに民間会社の投入計画に負うところが大きい。

自由化された電力市場を採用している国（中南米ではコロンビアなど）では、電力セクターの政策立案を担当する政府機関が指標的な計画を向こう 15 年間程度の期間にわたって提示しているのが一般的である。

したがって、本マスタープランにおいては、2012 年～2026 年までの向こう 15 年間における電源開発計画を指標的な開発計画（Indicative Development Plan）として提示することとした。

指標的開発計画は国営・民間会社による電源開発計画、ならびに拡張計画の進捗により、毎年、決まった時期に更新を行うことが望ましい。更新のためには、国営電力会社、民間発電事業者からの

最新の情報が不可欠である。このような情報を得るためには、政府の電力政策担当機関が主導して定期的に情報交換の場を設け、開発の方向性と進捗を確認しながら、指標的開発計画を策定することが推奨される。

本マスタープラン調査では、指標的開発計画のうち、再生可能エネルギーに関する部分についてのみ、2012 年～2026 年までの向こう 15 年間の投入予定を提示する。市場取引による電力供給体制のため、電源ごとの優先順位付けなどは行わず、2012 年～2026 年までの 15 年間を 5 年ずつ、3 期に分け、フェーズ１（2012 年～2016 年）、フェーズ２（2017 年～2021 年）、フェーズ３（2022 年～2026 年）のそれぞれの期において期待される概算投入量を示した。

電源別の指標的開発計画を表 10.2.1 に示す。

表10.2.1　指標的開発計画（2012年～2026年）

		フェーズ			
電源	既存	フェーズ１（2012～2016 年）	フェーズ２（2017～2021 年）	フェーズ３（2022～2026 年）	フェーズ１～３合計
小水力（20 MW 以下）	35 MW	103.9 MW	33.5 MW	25.3 MW	162.7 MW
風力	-	10 MW	20 MW	30 MW	60MW
太陽光	0.5 MW	18 MW	21 MW	51 MW	90 MW
太陽熱	-	60 MW	80 MW	60 MW	200 MW
地熱	204.4 MW	5～9 MW	55～80 MW	-	60～89 MW
バイオマス	109.5 MW	45 MW	-	-	45 MW
バイオガス	6.3 MW	10 MW	-	25 MW	35 MW

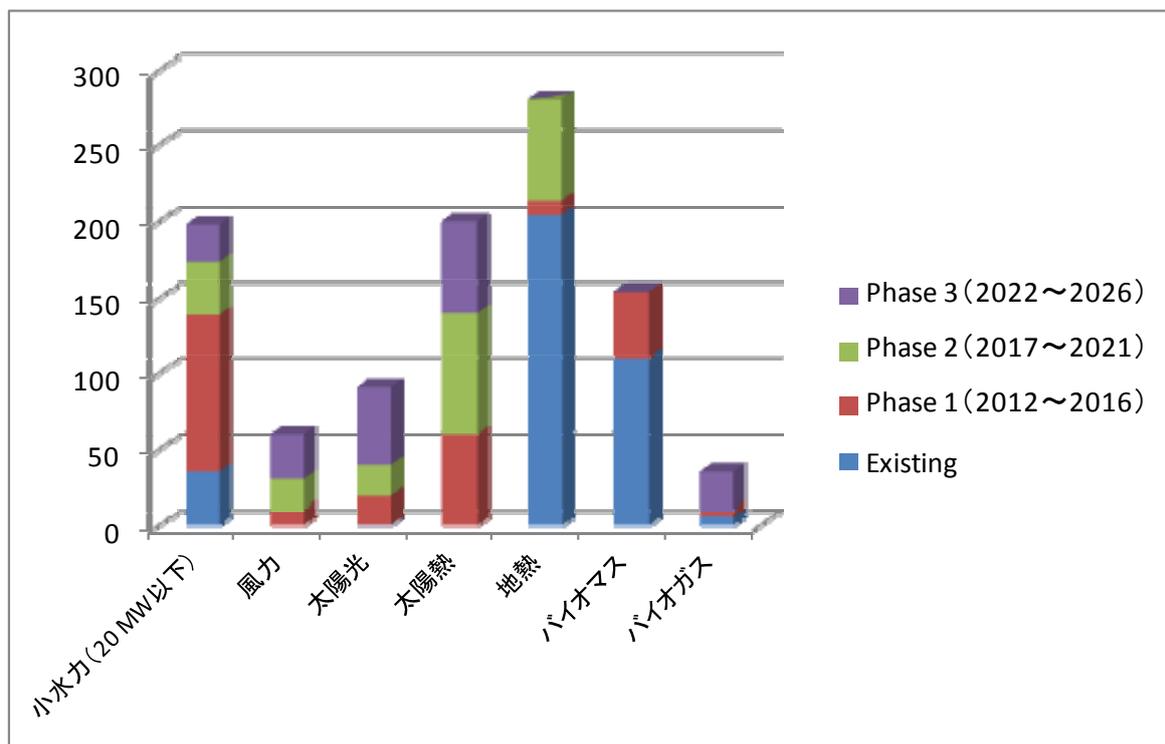
（出典：JICA調査団）

（出典：JICA調査団）

図10.2.1　マスタープランにおける電源別投入割合

上記の指標的開発計画に対する留意事項は以下のとおりである。

1) 小水力については、フェーズ１は、建設中/許認可申請中、F/S、基本設計の実施された案件の全ておよび B/C が 1.0 以上の Pre-F/S 実施済案件。フェーズ２およびフェーズ３は、ポテンシャルサイトのうち、経済・財務的な可能性と増加する国の電力需要に対応するための優先的な投入規模、民間企業にとっての魅力的なサイズなどを勘案して 250 kW 以上および B/C ≧ 1.0 を選定した。

2) 風力については、開発を担当する CEL が総容量 72MW の導入を検討している。しかし、実際は導入の実績がなく建設適地も限定されている。開発計画に関しては、CNE と協議を行い確認した推定値である。

3) 太陽光については、開発を担当する CEL が約 18MW の開発計画が存在するだけである。この計画が 2016 年までに実施されるものとした。以降の開発計画に関しては、CNE と協議を行い確認した推定値である。一般市場を通して普及する太陽光発電については、開発計画に含めていない。

4) 太陽熱システムに関しては、LaGeo 社と INE 社が計画を有している。LaGeo 社の計画は、2016 年までに実施されると計画されている。開発計画は、両組織から得た情報をまとめ今後の可能性を示した推定値である。

5) 地熱については、開発を担当する LaGeo 社が 2017 年までの計画しか有していない。さらなる計画策定のためには追加調査の実施が必要である。一方で、開発可能なポテンシャルの観点から将来的な開発可能量を推定すると、上記に加えて、さらに 60～90 MW の開発が可能と推定される。

6) バイオガスについては、既存のネハパ埋立地バイオガス発電所の短期拡張計画（10 MW 追加）ならびに長期的拡張計画（25 MW 追加）に基づく推定値である。

指標的開発計画に示した各電源の詳細な技術検討ならびに関連情報を以下に記載する。

10.3 電源別のマスタープラン

第８章「8.1 技術面の検討」の項で記した各電源の技術面、計画面での熟度を踏まえて、以下の７つの再生可能エネルギー電源についてのマスタープランを作成した。

・小水力発電（20 MW 以下）
・風力発電
・太陽光発電
・太陽熱発電
・地熱発電
・バイオマス発電
・バイオガス発電

以下に電源別の検討の詳細を述べる。

10.3.1 小水力発電

既存ポテンシャル情報、ならびに机上検討による新規開発地点の情報をもとに、個別開発地点における技術面の簡易レビューを行い、概略開発コストの算定ならびに個別開発地点のマスタープランレベルでの経済性を検討した。検討結果をもとに一定の基準を用いて、マスタープランの対象期間（2012 年～2027 年までの 15 年間）の開発計画を 5 年ごと 3 段階に分けて策定した。

各段階における予定開発規模ならびに開発地点数は表 10.3.1.1 に示すとおりである。

表 10.3.1.1 小水力発電開発マスタープランの概要

Fase Phase	Condiciones Conditions	Nomber of Projects	Potencia Potential (MW)	Energía Energy (MWh/Año)	Plant Factor	Inversión Total Investment Cost (x 1,000 US$)	Costo/kW (US$)	Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank		
								TIR FIRR (Average) (%)	VAN NPV (Average) (x1,000 US$)	B/C (Average)
Phase-I (2012-2017)	Under Const.,with B/D, F/S & Pre-F/S	59	103.9	436,100	48%	305,100	2,937	27.7%	4,500	1.58
Phase-II (2017-2022)	B/C >=1, P>=0.25 (MW), 50% of Potential	32	33.5	146,100	50%	92,500	2,761	29.3%	3,500	1.72
Phase-III (2022-2027)	B/C >=1, P>=0.25 (MW), 50% of Potential	32	25.3	89,200	40%	85,800	3,391	17.6%	1,400	1.33
TOTAL		123	162.7	671,400	47%	483,400	2,972	24.7%	3,248	1.52

（出典: JICA 調査団）

以下にマスタープラン策定に関する詳細について記述する。

小水力発電のマスタープランは、地形図調査、水文解析、日本のガイドラインに示される費用算定式とエルサルバドル国の最新の建設単価を用いた建設費算定、財務分析を通じた既往調査のレビュー、開発可能量のチェックおよび新規小水力開発地点の提案を行い策定した。設備容量については便益－費用差（B－C）の最適化により決定した。

小水力発電のマスタープランは、以下の基準を適用し策定した。

- フェーズ I (2012-2017)： 建設中、許認可申請中プロジェクト、リハビリ、F/S、基本設計、B/C（銀行融資あり）が 1.0 以上の Pre-F/S が行われているプロジェクトがフェーズ I の期間に建設されると仮定した。自然保護区に入っている地点は除いた。
- フェーズ II (2017-2022) ： B/C（銀行融資あり）が 1.0 以上かつ設備容量 250kW 以上のポテンシャル地点の 50％がフェーズ II の期間に建設されるものと仮定した。自然保護区に入っている地点は除いた。
- フェーズ III (2022-2027) ： B/C（銀行融資あり）が 1.0 以上かつ設備容量 250kW 以上のポテンシャル地点の 50％がフェーズ III の期間に建設されるものと仮定した。自然保護区に入っている地点は除いた。

計 123 カ所（フェーズ I に 59 カ所、フェーズ II に 32 カ所、フェーズ III に 32 カ所）が 2012～2027 年までの小水力発電開発マスタープランとして選定された。その合計設備容量は、162.7MW（フェーズ I で 103.9MW、フェーズ II で 33.5MW、フェーズ III で 25.3MW がそれぞれ投入される）と推定される。また、年間発生電力量の合計は 671.4 GWh/年(436.1 GWh/年がフェーズ I に、146.1 GWh/年がフェーズ II に、89.2 GWh/年がフェーズ III に追加される)となる。合計投資費用は約 4.8 億ドルとなる。

マスタープラン策定方法の詳細を以下に記述する。

10.3.1.1 小水力発電マスタープラン策定の流れ

小水力発電の包蔵水力調査は 1989 に CEL-UCA により行われたが、約 20 年以上が経過している。2002 年に UNDP/GEF-MARN の調査により、CEL-UCA1989 年調査の一部のポテンシャル地点の経済指標などの更新が行われたが、全ての地点の更新ではなく、また、2002 年から 10 年が経過している。一方、個別地点の Pre-F/S や F/S などが行われているものの、全国的な小水力の包蔵水力調査は更新されていないことから、包括的な小水力の包蔵水力調査の更新作業が求められる。

マスタープラン策定に必要なプロジェクトを選び出すためには、上述のポテンシャル地点のうち、既存情報によりその見直しが可能なものについて、技術面、経済・財務面および環境面などの実現可能性を評価し、情報を更新する必要がある。

このため、2012 年～2027 年までの 20 MW 以下の小水力発電開発を対象とするマスタープランの策定では、以下の既往調査結果をベースに、入手可能な水文データ、および近年のコスト情報を用いて包蔵水力ポテンシャルの更新を行うこととする。

具体的な手順は以下のとおりである。

A. 既往調査結果および 1/50,000 縮尺地形図と入手可能な水文データ等を用いた、各ポテンシャル地点の推定設備容量[MW]および年間発生電力量[MWh/年]を見直し、更新する。

B. 既往調査結果および近年のコスト情報を用いた、各地点の投資コスト、便益、および経済・財務指標の見直しと更新。

C. 1/50,000 縮尺地形図による新規候補地点の選定

D. 1/50,000 縮尺地形図と入手可能な水文データ等を用いた各新規候補地点の推定設備容量[MW]および年間発生電力量[MWh/年]の算定、近年のコスト情報を用いた、投資コスト、便益、および経済・財務指標の算定。

E. 調査段階（ポテンシャル調査、Pre-F/S、F/S、基本設計、詳細設計段階、許認可申請手続中）といったプロジェクトの状況や、経済・財務評価指標などによる実現可能性の評価

F. 環境影響とその実施可能性評価

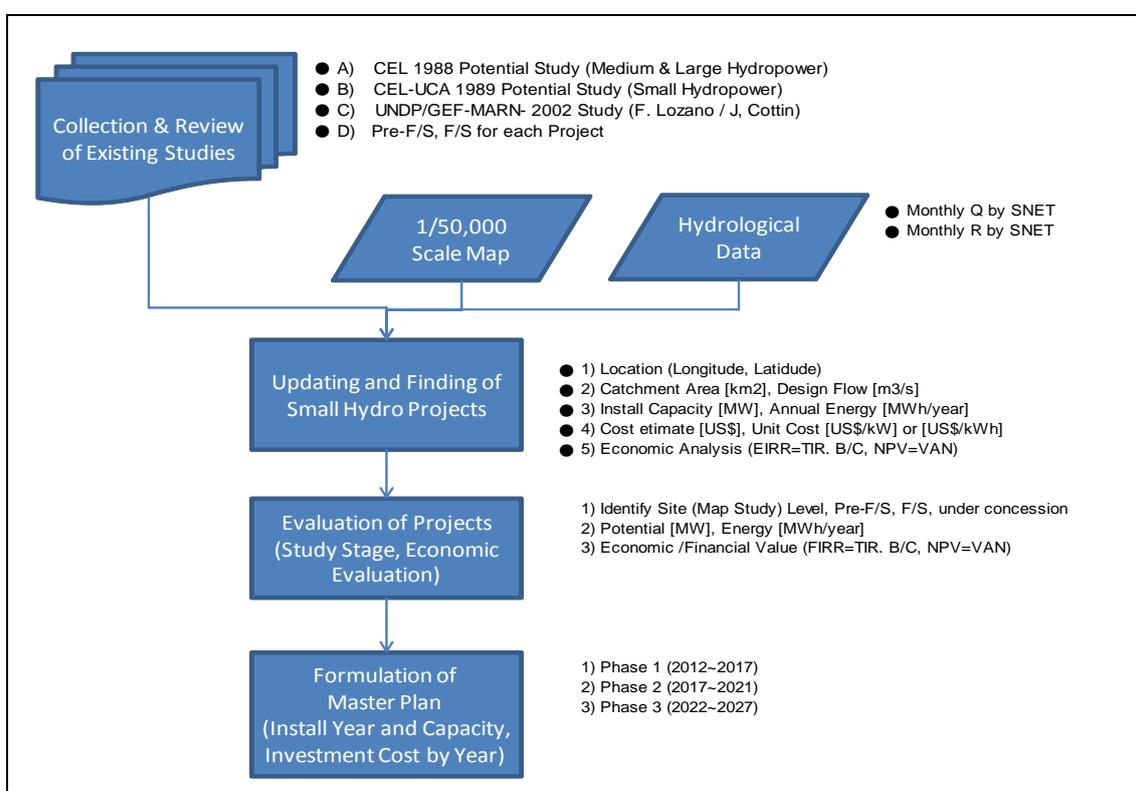
小水力発電マスタープラン策定の作業の流れを図 10.3.1.1 に示す。

(出典：JICA 調査団)

図 10.3.1.1　小水力発電開発のマスタープラン策定の流れ

10.3.1.2　既往調査の見直し

2012 年～2027 年までの 20 MW 以下の小水力発電開発を対象とするマスタープランの策定では、以下の既往調査結果をベースに、1/50,000 縮尺地形図、入手可能な水文データ、および近年のコスト情報を用いて包蔵水力ポテンシャルの更新を行うこととする。

a) 1988 年の CEL による中・大水力包蔵水力調査

b) 1989 年の CEL-UCA による小水力包蔵水力調査

c) 2002 年の U UNDP/GEF-MARN の調査

d) 既往の個別案件の Pre-F/S、F/S

ただし、Pre-F/S や F/S レベルの調査、建設中や許認可申請中のプロジェクトの設備容量や年発生電力量、財務指標については、これらの値が得られる場合は、その値を用いることとし、本調査では更新を行わないこととした。

上記 a)、b)、c)の既往調査の包蔵水力調査についてのみ、地形図、水文データ、近年のコスト情報を用いて、見直しと更新を行うこととした。

10.3.1.3 新規候補地点の選定と評価

CEL-UCA による 1989 年の小水力包蔵水力調査の最終報告書では、経済評価において実施可能性の高い地点しか含まれていない。この CEL-UCA1989 年調査の多くの地点は、地形図調査とともに現地調査が実施されている。本マスタープラン調査では、1/50,000 縮尺地形図、水文データ、および近年のコスト情報を用いて新規地点の選定と評価を行うこととした。設備容量や年発生電力量、財務指標についても最新の値を用いて評価する。

10.3.1.4 候補地点の技術面の評価

マスタープランにおける小水力候補地点の評価と選定のため、技術面の評価を実施した。既往調査で提案されている候補地点の見直しと、新規候補地点の選定のため、地形図調査、水文調査、財務分析を実施した。

A. 地形図調査

i) 総落差

各候補地点の総落差を 1/50,000 縮尺地形図を用いて計測・確認した。新規小水力候補地点についても調査団が提案している。

ii) 取水候補地点および発電所候補地点

既往調査の取水地点および発電所地点の候補地を確認するとともに、新規候補地点の取水地点・発電所地点についても 1/50,000 縮尺地形図を用いて提案した。

iii) 水路長および水圧鉄管延長

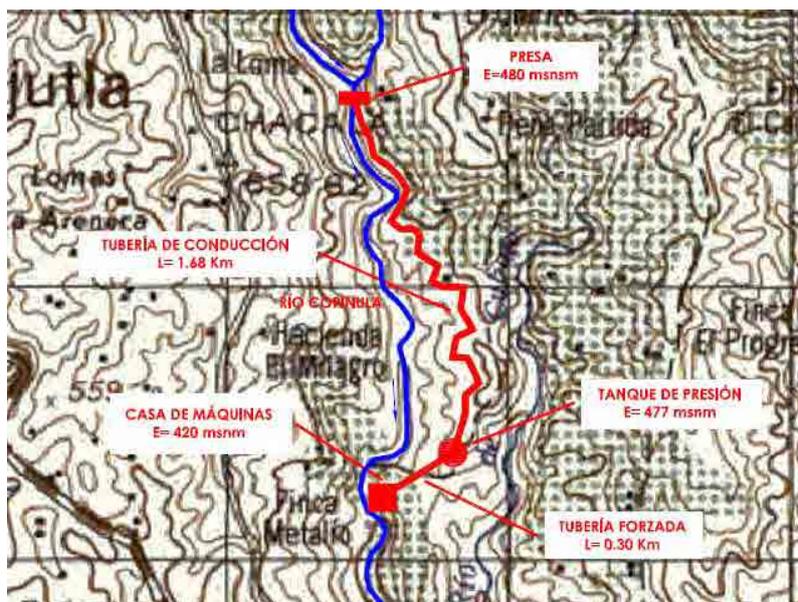
ヘッドタンク候補地点までの導水路延長を等高線に沿って計測した。水圧鉄管の長さについては、ヘッドタンク候補地点から発電所候補地点までの延長を斜度を考慮して計測した。地形図調査例を図 10.3.1.2 に示す。

（出典: INGENDEHSA S.A DE C.V）

図 **10.3.1.2**　小水力発電配置図の地形図調査の例

B.　水文調査

取水候補地点における日平均流量を、近傍流量観測所の入手可能な日平均流量と近傍雨量観測所の月平均雨量から以下の式を用いて図 10.3.1.3 のように算定した。

$$Qd = Qs \frac{Ad \times Rd}{As \times Rs}$$

ここに、

Qd: 取水候補地点における推定日平均流量 [m^3/s]

Qs: 近傍流量観測所における観測日平均流量 [m^3/s]

Ad: 取水候補地点における流域面積 [km^2]

As: 近傍流量観測所における流域面積 [km^2]

Rd: 取水候補地点における流域平均月雨量 [mm/月]

Rs: 近傍流量観測所における近傍流量観測所における流域 [mm/月]

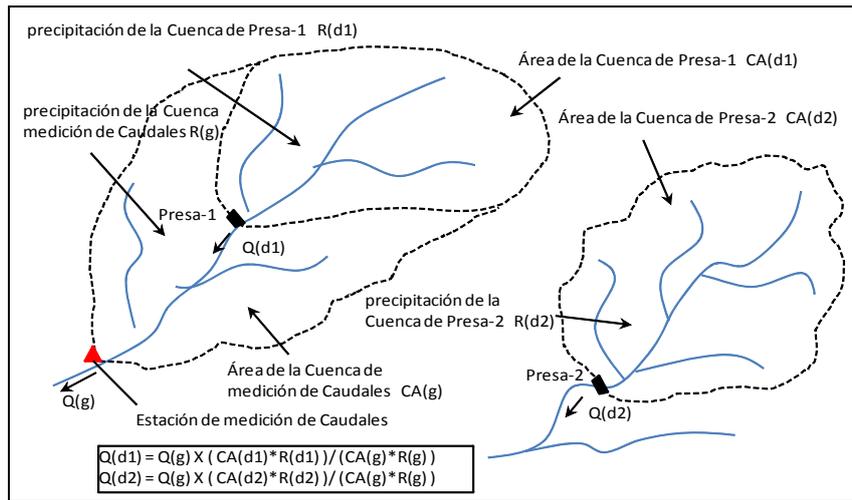
取水候補地点と近傍流量観測所における流域平均月雨量は、SNET による入手可能な水文データとティーセン多角形により算定した。取水候補地点における日平均流量を算定した後、入手可能な期間の流況曲線を作成した。

(出典：JICA 調査団)

図 10.3.1.3　取水候補地点における流量の算定

C.　設計流量

各候補地点における設計流量は、便益－費用（B-C または NPV）が最大となる最適化の結果により決定した。流量の算定ケースは、各取水候補地点における流況曲線の 10%～95%まで 5%ずつ変化させた。本マスタープラン調査では、水力ポテンシャルの概算段階であることと、算定した取水候補地点における流況曲線の精度が比較的低いことから、河川維持流量は考慮していない。

D.　出力

それぞれの設計流量と落差から次式により出力を算定した。

$$P = 9.81 \times \gamma_c \times Q \times H_e$$
$$H_e = H_g - H_l$$
$$\gamma_c = \gamma_t + \gamma_g$$

ここに、

P：出力[kW]
Q：設計流量 [m^3/s]
H_n：総落差 [m]　(取水地点標高 [El.m] －放水路標高 [El.m])
H_e：有効落差 [m]
H_l：損失落差 [m]
γc：合成効率
γt：水車効率
γg：発電機効率

損失落差 H_l は以下のように算定した。

$$H_l = 1/5000 * L_1 + 1/200 * L_2 + 1/5000 * L_3$$

ここに、

L_1：導水路延長 [m]
L_2：水圧管路延長[m]
L_3：放水路延長[m]

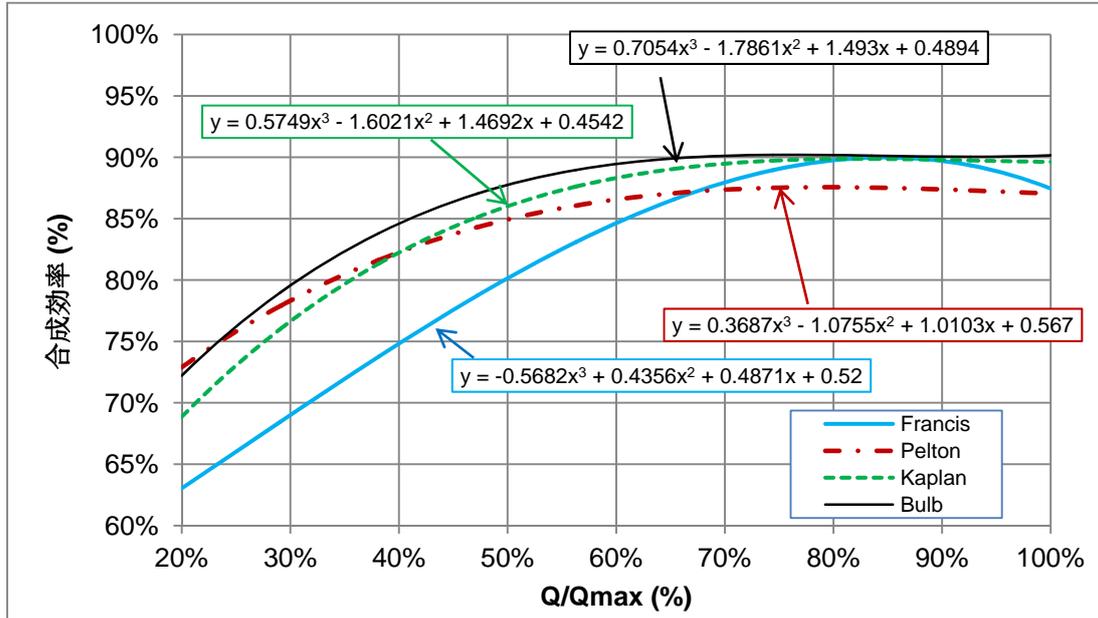
水車タイプ別合成効率γ_c を図 10.3.1.4 に示す。

（出典: 「水力開発ガイドマニュアル」財団法人新エネルギー財団,1996 年）

図 **10.3.1.4**　水車タイプ別合成効率

水車の種類は、図 10.3.1.5 を参考に、簡便のため表 10.3.1.2 に示す各設計流量と有効落差により選定した。

表 **10.3.1.2**　水車選定条件

水車種別	落差(m)	流量(m^3/s)
クロスフロー	H<30m	Q<1.0 m^3/s
ペルトン	H>75m	Q<2.0 m^3/s
フランシス	H>30m	Q>0.3 m^3/s

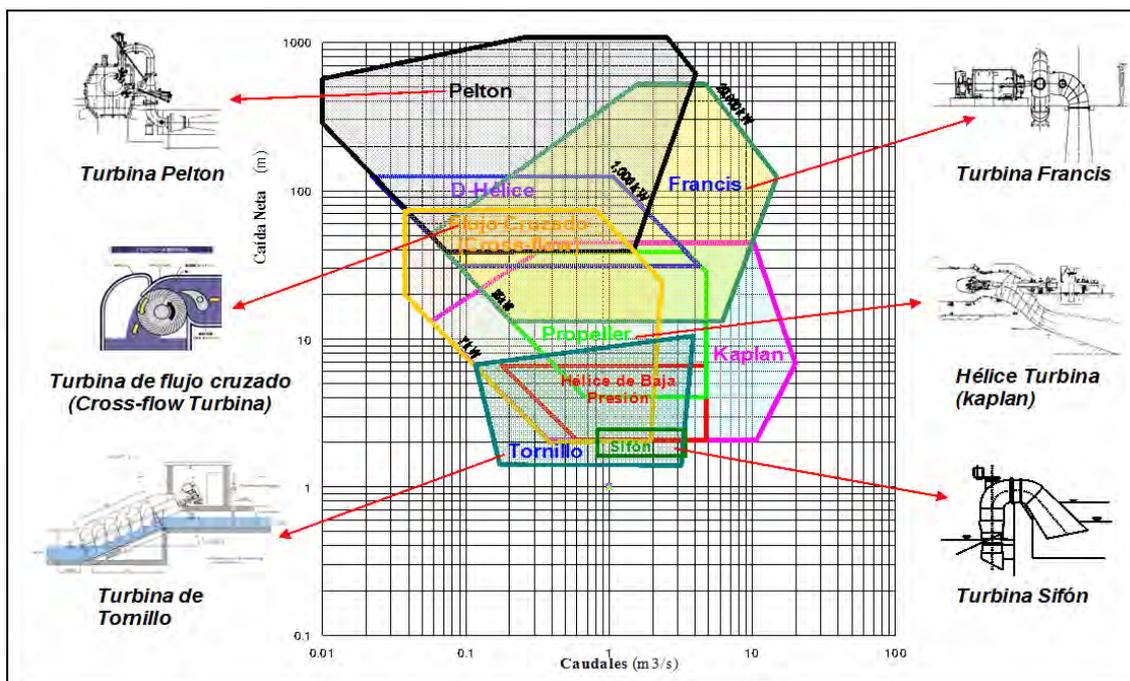
（出典: JICA 調査団）

（出典: 日本工営（株））

図 10.3.1.5　水車選定図

E.　発電量

各設計流量のケースにおける年平均発電量は流況曲線を用いて以下のように算定した。

- 設計流量以下の流量については、図 10.3.1.6（この図では設計流量を流況 30%に設定した例）に示すように、5%毎のブロックに分割する。
- 流入量の容量をブロック<a>から<o>までの面積毎に算定する。
- それぞれのブロック毎の発生電力量を算定する。このケース（設計流量＝Q30%）では、図 10.3.1.4 に示した合成効率をそれぞれの流量と最大使用水量との比率により算定する。

$E_a=P_{30\%} * 24*365*30\%$; $P_{30\%}=9.8*Q_{30\%}*\eta_{30\%} * He$

$E_b=(P_{30\%} + P_{35\%})/2 * 24*365*5\%$; $P_{35\%}=9.8*Q_{35\%}*\eta_{35\%} * He$

$E_c=(P_{35\%} + P_{40\%})/2 * 24*365*5\%$; $P_{40\%}=9.8*Q_{40\%}*\eta_{40\%} * He$

$E_c=(P_{40\%} + P_{45\%})/2 * 24*365*5\%$; $P_{45\%}=9.8*Q_{45\%}*\eta_{45\%} * He$

(同様に流況 45%から 90%まで求める)

$E_n=(P_{90\%} + P_{95\%})/2 * 24*365*5\%$; $P_{95\%}=9.8*Q_{95\%}*\eta_{95\%} * He$

$E_o=(P_{95\%} + P_{100\%})/2 * 24*365*5\%$; $P_{100\%}=9.8*Q_{100\%}*\eta_{100\%} * He$

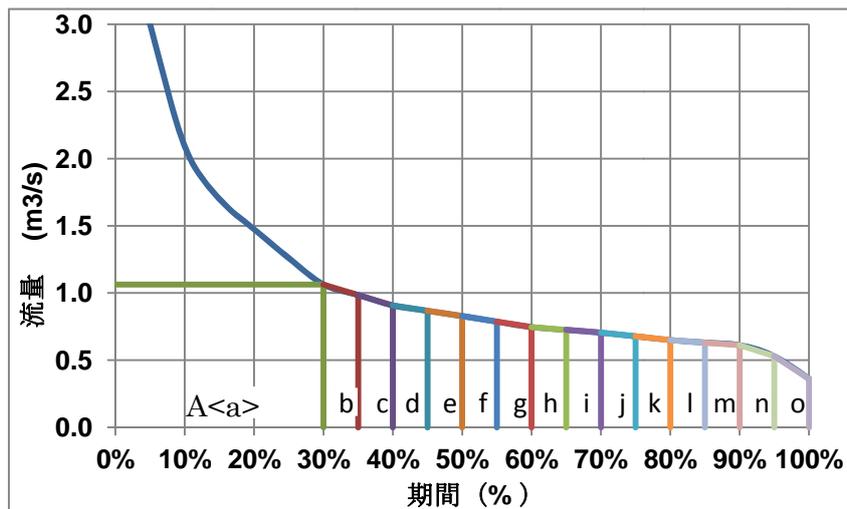
年発生電力量 E [kWh/年] = Ea + Eb+ Ec + Ed + ... + Em + En + Eo

(出典：JICA 調査団)

図 10.3.1.6 電力量の計算（Qd=Q30%の場合）

10.3.1.5 候補地点の費用算定

A. 建設費算定

費用算定の条件例を付属資料-S の表 S.1 に示す。各設計流量のケース毎の土木工事費、水力機器、電気機器は付属資料-S の表 S.2 および S.3 に示した表中の式により算定した。算定式は、日本の既設水力発電所の経験より策定された式である（出典；「水力開発ガイドマニュアル」財団法人新エネルギー財団,1996 年）

土木工事の建設単価は 2011 年現在のエルサルバドル国の値を用いた。

- 取水堰の平均高さ(Hd)は、全ての地点で 2.0m と仮定した。取水堰の堤長(Li)は次式にて算定した。

  Li = Qmax * 198 / Hd^2 / 7

- 導水路はパイプ水路で建設するものと仮定した。パイプ内径別の単価は次式および図 10.3.1.7 に示すとおり(出典: OTK Flowtite, コロンビア国の企業)。

  導水路パイプの価格[US$]:

  Z= (Lt*Dr)/(26.7243+0.0068*Ln (Lt)- 3.1711*Ln (Dr))

  ここに、

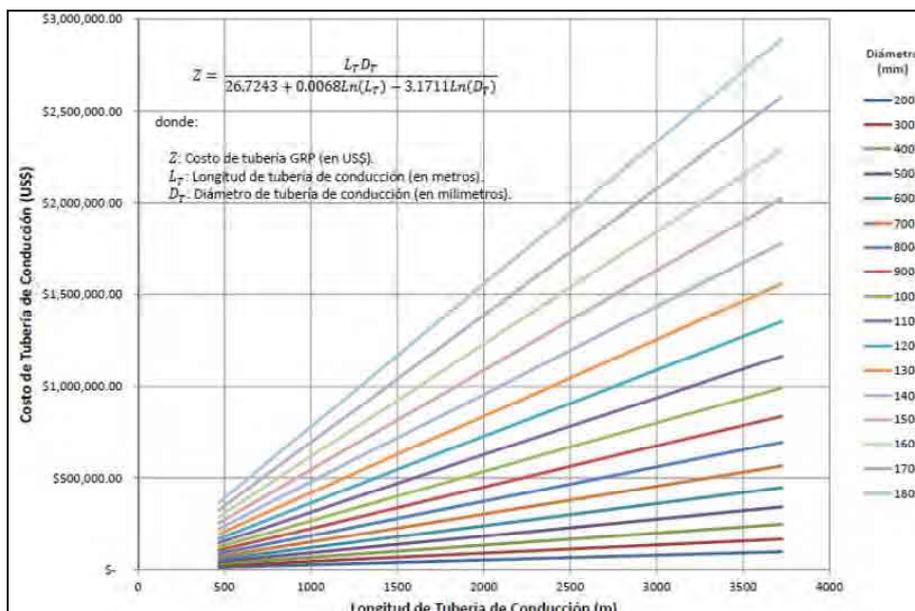
  Z: 導水路パイプの価格[US$]
  Lt: 導水路パイプの延長[m]
  Dr: 導水路パイプの内径[mm]

（出典: INGENDEHSA S.A DE C.V）

図 10.3.1.7　 GRP パイプの価格

➢ 水車・発電機器の単価は、次式および図 10.3.1.8 により算定した(出典: VOLK Wasserkraft WKV, ドイツ企業)。

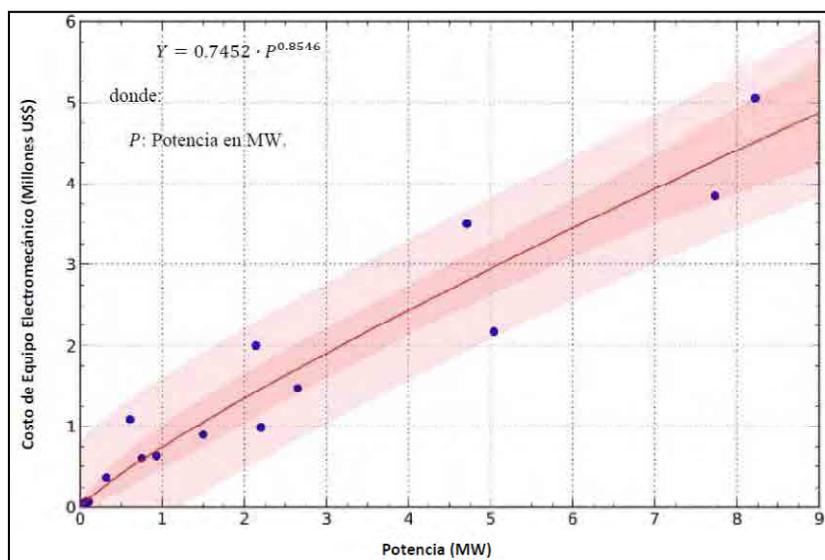
水車・発電機器価格[Million US$] = 0.7452 * P[MW]^0.8546

（出典: INGENDEHSA S.A DE C.V）

図 10.3.1.8　 水車・発電機の価格

➢ 送電線（配電線による）は全ての候補地点で 3.0km と仮定した。配電線の建設単価は第 2 章で収集した情報をもとに US$ 50,000/km とした。

➢ アクセス道路は、全ての候補地点で 2.0km と仮定した。アクセス道路の建設単価は、500kW 以上の場合 US$ 200,000/km を、500kW 未満の場合は US$ 100,000/km を用いた。

B.　総建設費

総建設費は、付属資料-S の表 S.4 に示すように以下の仮定を含めて算定した。

- 準備工事（土木工事費の 5%と仮定）
- 環境対策費（土木工事費の 1%と仮定）
- 雑工事費（土木工事費の 25%と仮定）
- 管理費及び技術費（直接工事費の 3%と仮定）
- 予備費（直接工事費の 1%と仮定）

10.3.1.6　ポテンシャル地点の財務評価

A.　概要

各小水力ポテンシャル地点の財務分析は、純現在価値（NPV）、財務的内部収益率（FIRR）および便益・費用比率（B/C）で評価した。各プロジェクトの財務分析は、銀行融資を利用しない場合と利用する場合の２ケースを行い、プロジェクト単体の財務条件と銀行融資を利用する現実的な場合についての評価を行った。内部収益率（IRR）は次式により算定した。

$$\sum_{t=1}^{n}\frac{C_t}{(1+i)^t}-\sum_{t=1}^{n}\frac{B_t}{(1+i)^t}=0$$

ここに:　Ct : 費用 [US$]

Bt :　便益 [US$]

t : 年

n : プロジェクト耐用年数 (=50 年)

r : 割引率　（費用と便益が等値となる割引率を内部収益率=IRR）

純現在価値（NPV）は以下により計算した。：

$$NPV=\sum_{t=1}^{n}\frac{B_t-C_t}{(1+i)^t}$$

便益費用比率（B/C）は次式にて算定した。

$$B/_C=\frac{\sum_{t=1}^{n}\frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n}\frac{C_t}{(1+i)^t}}$$

発電原価は以下により算定した。

発電原価 [US$/kWh] = （kWh あたりの建設費）× α

kWh あたりの建設費 [US$/kWh] = $\frac{\text{建設費 [US\$]}}{\text{年間発電電力量 [kWh/年]}}$

$\alpha = CRF + F_o = 0.082 + 0.05 = 0.132$

$$CRF = \frac{i(1+i)^y}{(1+i)^y - 1} = 0.082$$

ここに、α: 年経費率

CRF: 資本回収率

i: 利子率 （*i*=8% と仮定）

^{y}: 耐用年数 [年] （水力発電の場合 50 年と仮定）

F_o: 運転維持管理費率 （5%と仮定）

B. プロジェクト財務評価の条件（銀行融資を利用しない場合）

銀行融資を利用しない場合のプロジェクト財務分析は、以下の仮定を用いた。

- 投資家の拠出割合：100%（このケースでは銀行融資を利用しない）
- 割引率: 10%
- 建設期間: 2 年間と想定
- 売電価格は、2008 年～2011 年の公式売電価格の平均値 146.7 米ドル/MWh（出典：www.siget.gob.sv）に配電会社の割引率 5.5%を差し引いた価格 140 米ドル/MWh とし、年 4%の価格上昇率を考慮して算定した。
- 運用・維持管理費：純収入の 5%とし、さらに主要な維持管理費として 0.35 米ドル/MWh を見込んだ。
- 各発電所の管理人件費は、以下のように想定した。

	P>=1MW	1MW> P >=500kW	500kW> P >=200kW	P<200kW	Unit Cost (US$/month)
Engineer	1	1	0	0	US$1,800
Operator	2	2	1	1	US$500
Security guard	2	1	1	0	US$400
Resident manager	1	1	0	0	US$500

- 運転・維持管理費と発電所管理人件費は年 5%（エルサルバドル国の年平均インフレ率）の増加率を見込んだ。
- 年間保険料は、建設費 1,000 米ドル当たり 1.5 米ドル（=US$0.0015）とし、減価償却資産に応じて可変するものとした。
- 市町村税：建設費 1,000 米ドル当たり 1.5 米ドル 0.216 米ドル
- SIGET 支払額：US$ 0.51/MWh
- 登録税 (CNR): 建設費 100,000 米ドル当たり 11.43 米ドル(最大$ 11,430)
- 収入税： 25%（運転開始後 11 年目以降）

銀行融資を利用しない場合の財務分析結果例を付属資料-S の表 S.5 に示す。

C. 財務評価の条件（銀行融資を利用する場合）

銀行融資を利用する場合の財務分析として、以下の追加仮定条件を用いた。この仮定条件と計算方法は第 8 章の 8.2 節の経済・財務面の検討で用いた方法と同じ条件である。

- 金融機関の融資割合： 70%
- 投資家の拠出割合：30%
- 銀行金利： 8.00%
- 融資期間：12 年 (10 年＋ 2 年の支払猶予)

銀行融資を利用する場合の財務分析結果例を付属資料-S の表 S.6 に示す。

10.3.1.7　ポテンシャル地点の設計流量の最適化

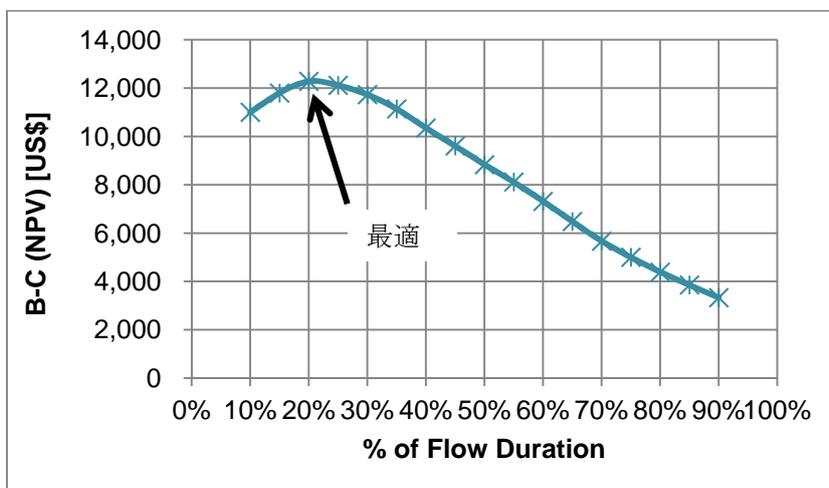
設計流量は図 10.3.1.9 に示すように、銀行融資を利用しない場合の財務分析結果の便益－費用（B－C または NPV）が最大となる最適化により決定した。

（出典: JICA 調査団）

図 10.3.1.9　設計流量の最適化（例）

10.3.1.8　小水力発電ポテンシャル地点

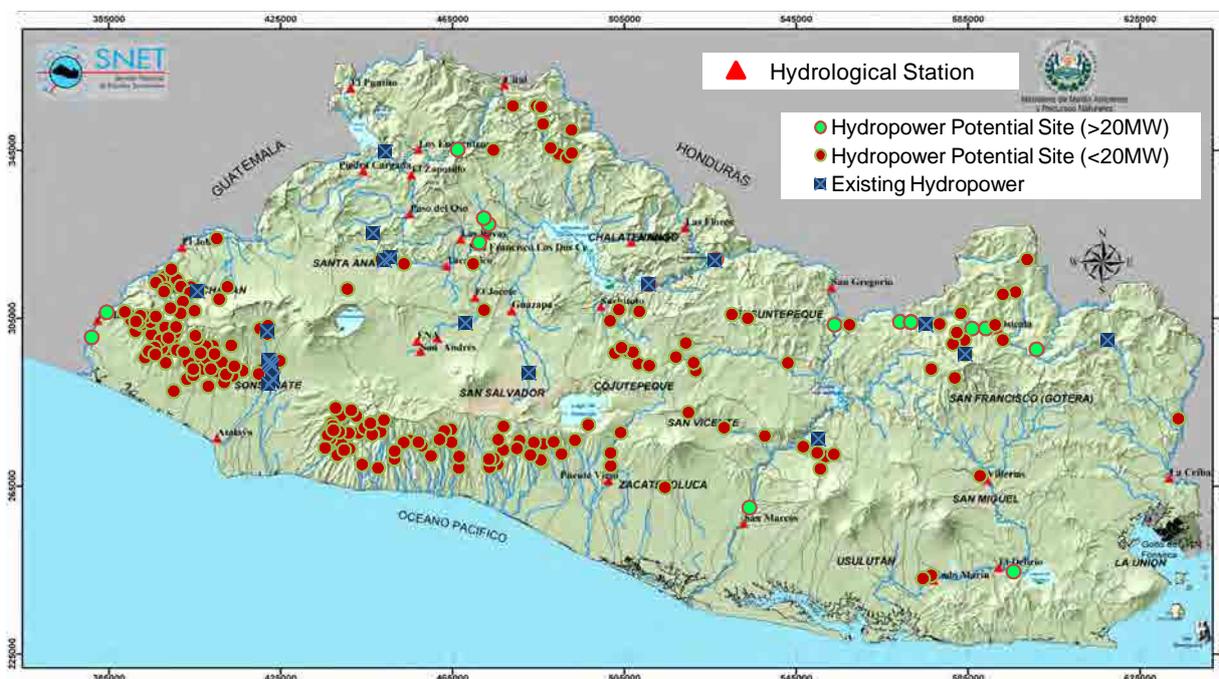
評価したエルサルバドル国の 20MW 以下の小水力発電ポテンシャル地点を付属資料-S の表 S.7～S.8 および図 10.3.1.10 に示す。計 209 カ所の地点の総設備容量は 180.8MW であり、年発生電力量は 756GMW/年と推定された。多くの地点は西部に位置しており、特に Ahuachapán 県、Sonsonate 県、La Paz 県にポテンシャル地点が多い。

（出典: JICA 調査団（背景の基本図は SNET/MARN による））

図 10.3.1.10 水力ポテンシャル位置図

10.3.1.9 小水力発電マスタープラン

小水力発電ポテンシャル地点の財務分析を行った結果を付属資料-S の表 S.8 に示す。この表中では、既往調査（建設中／許認可申請中、リハビリ、F/S、基本設計、Pre-F/S）で、発電量やコスト、経済・財務指標(FIRR, NPV, B/C)などの情報が得られない場合は、以下の仮定でこれらの値を推定した。

- 年発生電力量は、設備容量[MW]に設備利用率を 50%と仮定して算定した。
- コストは、平均単価 US$ 3,000/kW と仮定して算定した。
- 財務的内部収益率（FIRR）、純現在価値（NPV）および便益・費用比率（B/C）は、10.3.1.6 節で述べた方法により算定した。

計 152 カ所のポテンシャル地点が、表 10.3.1.3 に示すように、B/C（銀行融資を利用する場合）が 1.0 以上であると評価された。その合計設備容量は 171.8MW となり、年発生電力量は計 712.6 GWh/年と推計された。

表 10.3.1.3 B/C が 1.0 以上の小水力発電ポテンシャル地点の概要

	地点数（合計）	設備容量（合計）[MW]	年発生電力量（合計）[GWh/year]	建設費（合計）[million US$]	kW 単価（平均）[US$/kW]
合計	152	171.8	712.6	528.5	3,077

（出典: JICA 調査団）

2012 年から 2027 年までの 5 年毎の小水力発電マスタープランを策定するにあたり、表 10.3.1.4 および以下に示す基準を適用した。

- フェーズ I（2012-2017 年）：建設中/許認可申請中プロジェクト、リハビリ、F/S・基本設計・B/C が 1.0 以上の Pre-F/S が行われているプロジェクトがフェーズ I に実施されるものと仮定した。ただし、自然保護区に位置するプロジェクトは除く。
- フェーズ II（2017-2022 年）：設備容量 250kW 以上で B/C（銀行融資を利用する場合）が 1.0 以上のプロジェクトのうち 50%がフェーズ II の期間に実施されるものと仮定した。ただし、自然保護区に位置するプロジェクトは除く。
- フェーズ III（2022-2027 年）：設備容量 250kW 以上で B/C（銀行融資を利用する場合）が 1.0 以上のプロジェクトのうち残りの 50%がフェーズ III の期間に実施されるものと仮定した。ただし、自然保護区に位置するプロジェクトは除く。

表 10.3.1.4 小水力発電マスタープランの選定基準

フェーズ	期間(年)	便益・費用比率（B/C）(銀行融資を利用する場合)	設備容量 (ﾎﾟﾃﾝｼｬﾙ) [kW]	自然保護区内の場合	候補地の配分
I	2012-2017	建設中/許認可申請中、F/S、基本設計の実施された案件の全て＋B/C が 1.0 以上の Pre-F/S 実施済案件(*1)	全容量 (*1)	除く	-
II	2017-2022	B/C>=1.0	>=250kW	除く	50%
III	2022-2027	B/C>=1.0	>=250kW	除く	50%

注 *1): これらの案件の中には、NGO-SABES の独立電源地方電化プロジェクトを含む。
（出典: JICA 調査団）

フェーズ II とフェーズ III に適用した設備容量と B/C の選定基準は、経済・財務的な可能性、増加する国の電力需要に対応するための優先的な投入規模、民間企業にとっての魅力的なサイズなどを勘案して 250kW 以上および B/C>=1.0 と設定した。

フェーズ毎のマスタープランを表 10.3.1.5 にまとめた。各フェーズの小水力発電ポテンシャル地点を図 10.3.1.11 に示す。小水力発電開発マスタープランに選定された地点の詳細は表 10.3.1.6 に示す。

表 10.3.1.5　小水力発電開発マスタープランの概要

Fase Phase	Condiciones Conditions	Nomber of Projects	Potencia Potential (MW)	Energía Energy (MWh/Año)	Plant Factor	Inversión Total Investment Cost (x 1,000 US$)	Costo/kW (US$)	Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank		
								TIR FIRR (Average) (%)	VAN NPV (Average) (x1,000 US$)	B/C (Average)
Phase-I (2012-2017)	Under Const.,with B/D, F/S & Pre-F/S	59	103.9	436,100	48%	305,100	2,937	27.7%	4,500	1.58
Phase-II (2017-2022)	B/C >=1, P>=0.25 (MW), 50% of Potential	32	33.5	146,100	50%	92,500	2,761	29.3%	3,500	1.72
Phase-III (2022-2027)	B/C >=1, P>=0.25 (MW), 50% of Potential	32	25.3	89,200	40%	85,800	3,391	17.6%	1,400	1.33
TOTAL		123	162.7	671,400	47%	483,400	2,972	24.7%	3,248	1.52

（出典: JICA 調査団）

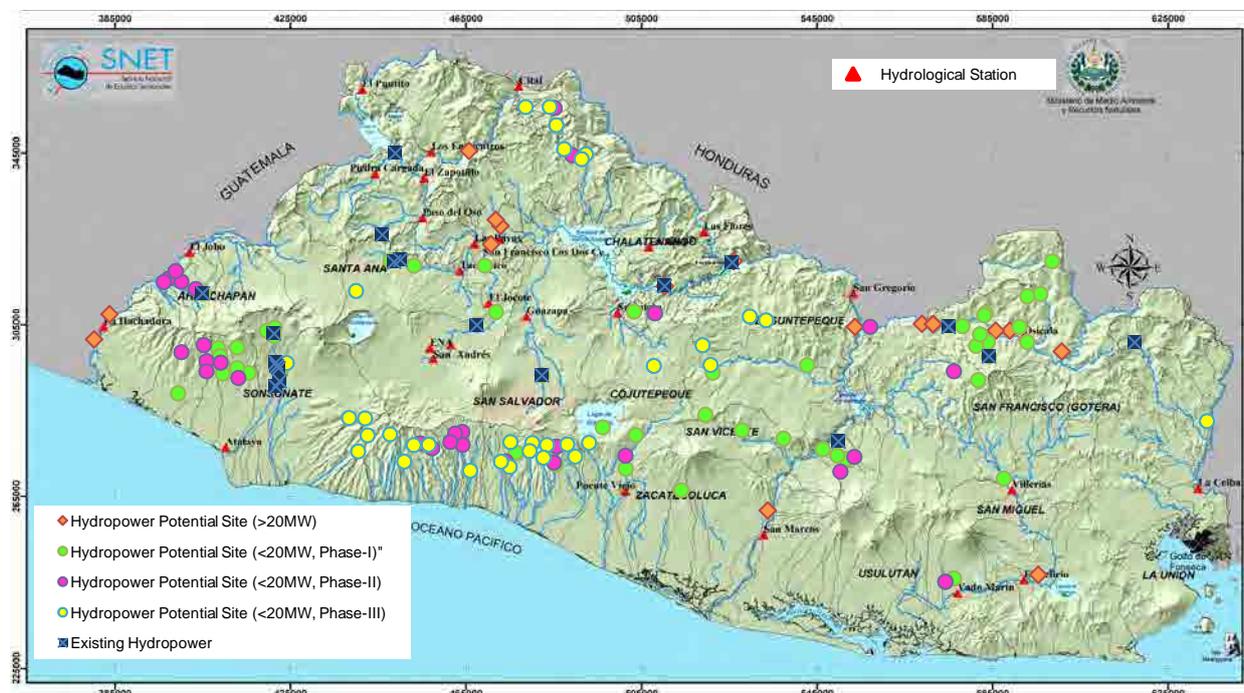
計 123 カ所（フェーズ I に 59 カ所、フェーズ II に 32 カ所、フェーズ III に 32 カ所）が 2012～2027 年までの小水力発電開発マスタープランとして選定された。その合計設備容量は、162.7MW（フェーズ I で 103.9MW、フェーズ II で 33.5MW、フェーズ III で 25.3MW がそれぞれ投入される）と推定される。また、年間発生電力量の合計は 671.4 GWh/年(436.1 GWh/年がフェーズ I に、146.1 GWh/年がフェーズ II に、89.2 GWh/年がフェーズ III に追加される)となる。合計投資費用は約 4.8 億ドルとなる。

（出典: JICA 調査団）

図 10.3.1.11　選定された 2012～2027 年の小水力発電マスタープランの地点位置図

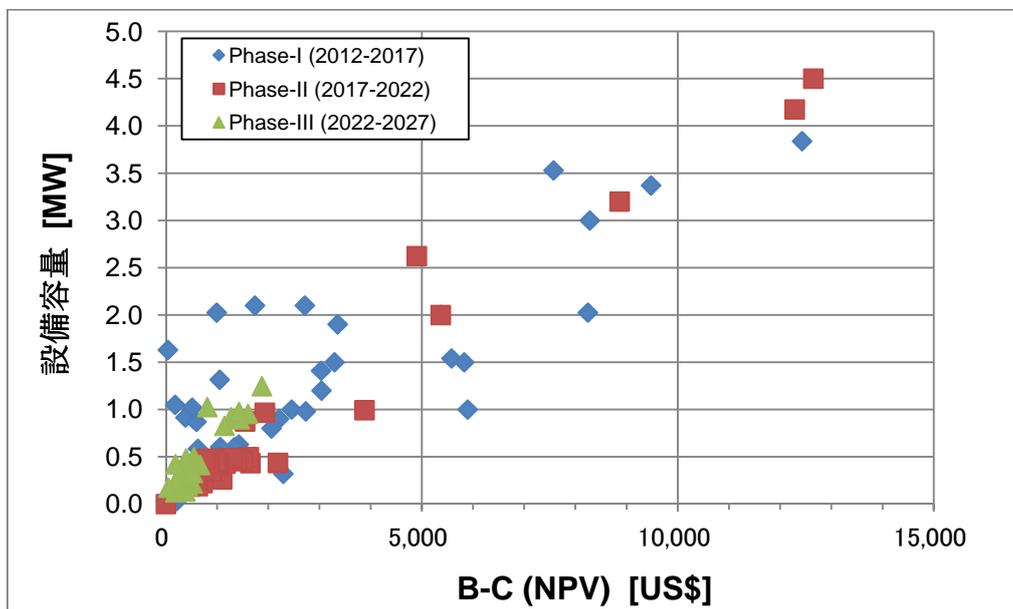
図 10.3.1.12 に小水力発電マスタープランに選定された地点の便益－費用値（B－C あるいは NPV）と設備容量の相関を示す。フェーズ I とフェーズ II に選定されたプロジェクトは、B-C (NPV)の値が広く分布している。また、フェーズ I とフェーズ II に選定された地点の B-C (NPV)と設備容量はほぼ直線関係にある。フェーズ III の B-C (NPV)はフェーズ II に比べ小さくなっている。

（出典: JICA 調査団）

図 10.3.1.12 各フェーズの小水力ポテンシャル地点の **B-C** と設備容量の関係

表 10.3.1.6 小水力発電マスタープランに選定された地点(1/2)

No.	Nombre de Proyecto	Río	Departamento	Latitud	Longitud	Etapa del Proyecto	Potencia	Energía	Factor de planta	Inversión Total	Costo/kW	Generación de costos	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco) Project Base (without Bank Loan)			Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank Loan)			Fase del proyecto
	Project Name	River	Department	Latitude	Longitude	Project Stage	Potential	Energy	Plant Factor	Investment Cost	Cost/kW	Generation Cost	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	Project Phase
				(N)	(W)		(MW)	(MWh/Año)		(x 1,000 US$)	(US$/kW)	(US$/kWh)	(%)	(x1,000 US$)		(%)	(x1,000 US$)		
1	El Calambre	Río El Calambre	Morazán	13.9928	88.0804	Construcción	0.058	311	61%	146	2,512	? 0.062	16.5%	82	1.17	? 39.4%	? 207	? 1.83	1
2	Mirazalco	Río Gran.d.e de Sonsonate	Sonsonate	13.8414	89.7456	Construcción	3.370	? 14,762	? 50%	9,969	2,958	? 0.089	? 19.6%	? 8,830	? 1.67	? 29.3%	? 9,475	? 1.76	1
3	Gualpuca	Río Gualpuca	Morazán	13.8333	88.2333	Financiamiento	1.000	6,155	70%	1,475	1,475	? 0.032	26.0%	614	1.70	? 90.5%	? 5,893	? 2.94	1
4	Ilopango Aguacayo	lago de Ilopanago	La Paz	13.6311	89.0334	Financiamiento	17.000	? 74,460	? 50%	? 51,000	? 3,000	? 0.090	? 19.7%	? 45,746	? 1.70	? 29.5%	? 49,047	? 1.80	1
5	San Luis IV	Rio Suquiapa	La Libertad	13.9942	89.4828	Bid Process	1.500	? 6,570	? 50%	? 5,250	? 3,500	? 0.105	? 16.3%	? 2,953	? 1.43	? 22.4%	? 3,293	? 1.50	1
6	Sumpul	Río Sumpul	Chalatenango	13.8300	89.7300	De Registro SIGET	16.200	64,043	45%	? 48,600	? 3,000	? 0.100	? 17.9%	? 35,075	? 1.58	? 25.8%	? 38,221	? 1.67	1
7	Sucio, Los Tetuntes	Río Sucio	La Libertad	13.8822	89.2594	De Registro SIGET	6.600	? 28,908	? 50%	? 19,800	? 3,000	? 0.090	? 19.5%	? 17,481	? 1.69	? 29.2%	? 18,762	? 1.78	1
8	La Joya	Río Acahuapa	San Vicente	13.6248	88.7383	De Registro SIGET	3.000	? 13,140	? 50%	? 9,000	? 3,000	? 0.090	? 19.2%	? 7,696	? 1.65	? 28.6%	? 8,279	? 1.74	1
9	San Francisco	Rio Tapuchina	Sonsonate	13.8482	89.7285	De Registro SIGET	1.000	? 4,380	? 50%	? 3,000	? 3,000	? 0.090	? 18.2%	? 2,261	? 1.53	? 26.4%	? 2,455	? 1.61	1
10	La Colmena (El Volcán)	Río El Volcán/Rio Sn Juan	San Miguel	13.7339	88.2375	De Registro SIGET	0.097	450	53%	290	2,986	? 0.085	15.3%	124	1.10	? 28.0%	? 259	? 1.63	1
11	Quebrada la Cueva / San Jose	Quebrada la cueva / San Jose	Morazán	13.7855	88.2146	De Registro SIGET	0.065	455	80%	294	4,527	? 0.085	13.2%	88	1.10	? 28.0%	? 262	? 1.63	1
12	Santa Rosa (El Riachuelo)	Río Riachuelo	San Miguel	13.8518	88.2707	De Registro SIGET	0.038	260	78%	180	4,737	? 0.091	11.8%	30	1.00	? 22.7%	? 116	? 1.43	1
13	Atehuecillas (Rehabilitation)		Ahuachapán	13.9228	89.8811	Rehabilitación	0.630	? 2,759	? 50%	? 1,890	? 3,000	? 0.090	? 17.6%	? 1,300	? 1.46	? 25.0%	? 1,422	? 1.53	1
14	San Esteban	Río San Esteban	San Miguel	13.5196	88.1829	Rehabilitación	0.751	3,287	50%	4,858	6,472	? 0.195	? 8.3%	? -689	? 0.88	? 8.6%	? -374	? 0.93	1
15	Cucumacayan (Reconversion)	Río Grande de Sonsonate	Sonsonate	13.7500	89.7167	Reconversion	2.300	17,895	89%	2,225	967	? 0.016	42.0%	261	1.76	? 164.1%	? 19,707	? 4.25	1
16	Acahuapa (Rehabilitation)		San Vicente	13.6583	88.8157	Rehabilitación	0.120	? 526	? 50%	? 360	? 3,000	? 0.090	? 18.2%	? 270	? 1.53	? 26.4%	? 294	? 1.60	1
17	Sapuyo (Rehabilitation)		La Paz	13.4941	88.8667	Rehabilitación	0.060	? 263	? 50%	? 180	? 3,000	? 0.090	? 16.6%	? 107	? 1.38	? 23.1%	? 119	? 1.44	1
18	Chorreron Jiboa	n.d.	La Paz			Factibilidad	2.000	? 8,760	? 50%	? 6,000	? 3,000	? 0.090	? 19.0%	? 4,979	? 1.62	? 28.1%	? 5,367	? 1.70	1
19	La Montañita		Morazan	13.8167	88.2167	Factibilidad	0.900	? 3,942	? 50%	? 2,700	? 3,000	? 0.090	? 18.2%	? 2,034	? 1.53	? 26.4%	? 2,208	? 1.61	1
20	El Sapo	Río Sapo	Morazán	13.9216	88.1056	Factibilidad	0.060	? 263	? 50%	? 180	? 3,000	? 0.090	31.0%	11,010	3.32	? 23.1%	? 119	? 1.44	1
21	San Luis III	Rio Suquiapa	Santa Ana	13.9942	89.4828	Factibilidad	0.600	? 2,628	? 50%	? 1,800	? 3,000	? 0.090	? 17.4%	? 1,218	? 1.45	? 24.8%	? 1,335	? 1.52	1
22	Sonzacate (Nahuizalco II)	Río Sensunapán	Sonsonate	13.7567	89.7153	Factibilidad	3.839	16,816	50%	9,450	2,461	? 0.074	22.3%	9,758	2.18	? 37.2%	? 12,427	? 2.00	1
23	Potrerillos	Quebrada Las Lajas	Morazán	13.8084	88.2417	Factibilidad	0.320	2,600	93%	976	3,049	? 0.049	18.4%	257	1.50	? 59.1%	? 2,292	? 2.52	1
24	Guanijiquil - Poza Hon.d.a	Río Sapo	Morazán	13.8500	88.1500	Factibilidad	0.131	510	44%	345	2,637	? 0.089	14.7%	140	1.43	? 26.7%	? 287	? 1.61	1
25	La Cabaña	Río Gran.d.e de San Miguel	Usulután	13.3019	88.2885	Factibilidad	0.980	4,300	50%	2,600	2,653	? 0.080	11.4%	181	1.40	? 31.4%	? 2,731	? 1.75	1
26	La Loma	Río Osicala	Morazán	13.8167	88.1333	Factibilidad	0.055	398	83%	270	4,905	? 0.089	16.0%	136	1.15	? 25.7%	? 212	? 1.56	1
27	El Progreso	Río Aruate	Morazán	13.8797	88.2216	Factibilidad	0.033	280	97%	200	6,061	? 0.094	11.8%	34	1.00	? 22.2%	? 124	? 1.42	1
28	Araute	Río Araute	Morazán	13.8751	88.2245	Factibilidad	0.033	284	98%	? 99	? 3,000	? 0.046	? 30.6%	? 206	? 1.98	? 54.9%	? 212	? 2.05	1
29	Cumaro	Río Cumaro	n.d.	13.9167	88.1333	Factibilidad	0.040	? 175	? 50%	? 120	? 3,000	? 0.090	? 15.0%	? 53	? 1.26	? 19.9%	? 61	? 1.30	1
30	El Naranjito	Río El Naranjito	Ahuachapán	13.7050	89.9333	Factibilidad	0.031	146	54%	97	3,124	? 0.087	10.3%	2	0.85	? 18.9%	? 44	? 1.26	1
31	Quezalapa	Río Quezalapa	Cuscatlán/Cabañas	13.8833	88.9667	Diseños Básicos	1.050	2,628	29%	? 3,150	? 3,000	? 0.158	? 9.9%	? -26	? 0.99	? 11.1%	? 178	? 1.05	1
32	Tihuapa 1	Río Tihuapa	San Salvador/La Paz	13.5883	89.1383	Diseños Básicos	1.315	3,870	34%	? 3,945	? 3,000	? 0.134	? 12.3%	? 794	? 1.16	? 15.1%	? 1,049	? 1.22	1
33	Tihuapa 2	Río Tihuapa	San Salvador/La Paz	13.5500	89.1333	Diseños Básicos	0.900	2,580	33%	? 2,700	? 3,000	? 0.138	? 11.6%	? 359	? 1.10	? 13.8%	? 534	? 1.16	1
34	San Simón 1	Río San Simón	Usulután	13.5619	88.5176	Diseños Básicos	0.900	2,040	26%	? 2,700	? 3,000	? 0.174	? 8.6%	? -304	? 0.91	? 9.1%	?- 130	? 0.96	1
35	San Simón 2	Río San Simón	Usulután	13.5699	88.5362	Diseños Básicos	0.915	2,484	31%	? 2,745	? 3,000	? 0.146	? 10.9%	? 201	? 1.06	? 12.6%	? 379	? 1.11	1
36	San Simón 3	Río San Simón	Usulután	13.5833	88.5667	Diseños Básicos	0.870	2,570	34%	? 2,610	? 3,000	? 0.134	? 11.9%	? 427	? 1.12	? 14.3%	? 596	? 1.18	1
37	Titihuapa 3	Río Titihuapa	Cabañas/San Vicente	13.6067	88.6500	Diseños Básicos	2.100	6,802	37%	? 6,300	? 3,000	? 0.122	? 14.2%	? 2,305	? 1.29	? 18.4%	? 2,713	? 1.36	1
38	Titihuapa 5	Río Titihuapa	Cabañas/San Vicente	13.7667	88.6000	Diseños Básicos	1.410	5,673	46%	? 4,230	? 3,000	? 0.098	? 17.2%	? 2,757	? 1.48	? 24.3%	? 3,031	? 1.56	1
39	Cuyuapa	Río Cuyuapa	Sonsonate	13.7500	88.8000	Diseños Básicos	1.020	2,840	32%	? 3,060	? 3,000	? 0.142	? 11.2%	? 315	? 1.08	? 13.2%	? 513	? 1.13	1
40	Suquiapa	Río Suquiapa	Santa Ana	13.9833	89.4333	Diseños Básicos	3.530	13,630	44%	? 10,590	? 3,000	? 0.102	? 17.2%	? 6,886	? 1.51	? 24.2%	? 7,571	? 1.59	1
41	Gr. Chalatenango	Río Gr. Chalatenango	Chalatenango	14.7167	89.0833	Diseños Básicos	1.630	3,680	26%	? 4,890	? 3,000	? 0.175	? 9.3%	? -279	? 0.95	? 10.1%	? 37	? 1.01	1
42	Sucio 3	Río Sucio	La Libertad/San Salvador	13.9833	89.2833	Diseños Básicos	2.025	11,149	63%	? 6,075	? 3,000	? 0.072	? 23.5%	? 7,849	? 1.91	? 38.1%	? 8,242	? 2.01	1
43	Polorós		La Unión	13.8050	89.8083	Diseños Básicos	2.025	5,250	30%	? 6,075	? 3,000	? 0.152	? 11.2%	? 597	? 1.08	? 13.1%	? 991	? 1.14	1
44	Huiza 2	Río Huiza	La Libertad/San Salvador	13.5500	89.2333	Diseños Básicos	2.100	6,009	33%	? 6,300	? 3,000	? 0.138	? 12.4%	? 1,330	? 1.17	? 15.3%	? 1,738	? 1.24	1
45	Santo Domingo (Presa 1 & 2 &3)	Río Tepechapa/ Río Cacahuata/ Quebrada El Camote	Sonsonate	13.7497	89.7838	Pre Factibilidad	1.540	7,885	58%	2,958	2,881	? 0.087	23.4%	3,969	2.29	? 35.9%	? 5,579	? 1.92	1
46	Chacala Los Apantes (Presa 1 & 2)	Río Chacala / Río Los Apantes	Ahuachapán	13.8037	89.8484	Pre Factibilidad	1.500	8,126	62%	4,498	3,124	? 0.094	22.0%	3,492	2.14	? 36.8%	? 5,825	? 1.95	1
47	Santa Rita	Río Jiboa	La Páz	13.6143	88.9630	Pre Factibilidad	8.357	36,603	50%	21,220	2,539	? 0.076	21.7%	20,688	2.11	? 36.3%	? 27,052	? 2.00	1
48	Milingo (Reconversion)	Río Acelhuate	San Salvador	13.7443	89.1619	Pre Factibilidad	0.800	? 3,504	? 50%	2,225	2,781	? 0.084	42.0%	261	1.76	? 28.8%	? 2,061	? 1.66	1
49	Copinula I	Río Copinula	Ahuachapán	13.7864	89.8444	Pre Factibilidad	0.603	2,641	50%	2,155	3,573	? 0.107	14.1%	653	1.35	? 19.6%	? 1,059	? 1.37	1
50	San José Loma	Río Jiboa	La Páz	13.5411	88.9845	Pre Factibilidad	1.901	8,327	50%	7,797	4,101	? 0.123	13.1%	1,804	1.26	? 18.3%	? 3,354	? 1.37	1
51	Cara Sucia (Presa 1 & 2)	Río Mistepe / Río Maishtapula	Ahuachapán	13.8286	89.9814	Pre Factibilidad	0.584	2,559	50%	2,560	4,382	? 0.132	11.1%	201	1.09	? 14.6%	? 624	? 1.19	
52	San Pedro II	Río San Pedro	Ahuachapán	13.7603	89.8080	Pre Factibilidad	0.397	1,739	50%	1,641	4,134	? 0.124	11.0%	117	1.08	? 18.1%	? 685	? 1.35	1
53	Copinula II	Río Copinula	Ahuachapán	13.7482	89.8388	Pre Factibilidad	0.487	2,132	50%	2,266	4,655	? 0.140	10.0%	-7	1.00	? 15.5%	? 653	? 1.25	1
54	Qbda El Naranjito al Naranjo		Ahuachapán	13.7050	89.9333	Pre Factibilidad	0.080	? 350	? 50%	? 240	? 3,000	? 0.090	? 17.4%	? 162	? 1.45	? 24.7%	? 177	? 1.52	1
55	Qbda El Singual, al Cuyapo		Morazan	13.8333	88.2333	Pre Factibilidad	0.058	? 254	? 50%	? 174	? 3,000	? 0.090	? 16.5%	? 102	? 1.37	? 22.9%	? 113	? 1.43	1
56	Venecia Prusia	n.d.	n.d.			Pre Factibilidad	1.200	? 5,256	? 50%	? 3,600	? 3,000	? 0.090	? 18.5%	? 2,804	? 1.56	? 27.0%	? 3,037	? 1.64	1
57	Las Pilonas	Río Huiza	San Salvador	13.5762	89.2177	Pre Factibilidad	1.100	2,961	31%	3,268	2,971	? 0.145	9.9%	-17	0.99	? 12.8%	? 489	? 1.12	1
58	Copinula	Río Copinula	Ahuachapán	13.7862	89.8445	Pre Factibilidad	0.241	1,055	50%	1,371	5,691	0.171	5.2%	-400	0.67	? 10.9%	? 67	? 1.04	1
59	Santa Emilia I	n.d.	n.d.			Pre Factibilidad	0.500	? 2,190	? 50%	? 1,500	? 3,000	? 0.090	? 17.0%	? 946	? 1.41	? 23.8%	? 1,044	? 1.47	1
60	Santa Emilia II	n.d.	n.d.			Pre Factibilidad	0.500	? 2,190	? 50%	? 1,500	? 3,000	? 0.090	? 17.0%	? 946	? 1.41	? 23.8%	? 1,044	? 1.47	1
61	Torola	Río Torola	San Miguel	13.8501	88.4663	Inventory	4.321	18,667	49%	4,710	1,090	0.033	26.0%	1,530	1.78	? 89.7%	? 18,607	? 3.20	2
62	Copinula III	Río Copinula	Ahuachapán	13.7721	89.8431	Inventory	0.463	3,187	79%	1,636	3,533	0.068	24.9%	2,364	2.02	41.4%	2,470	2.11	2
63	La Calzadora I	Quebrada La Calzadora	Usulután	13.5667	88.5000	Inventory	0.432	2,300	61%	1,308	3,028	0.075	22.6%	1,564	1.85	36.0%	1,648	1.94	2
64	Los Hervideros I	Río Los Hervideros	Ahuachapán	13.9550	89.9534	Inventory	0.993	5,457	63%	2,934	2,954	0.071	23.2%	3,688	1.85	37.3%	3,878	1.93	2
65	Los Hervideros II (Presa 1 & 2)	Río El Molino / Río Nejapa	Ahuachapán	13.9484	89.9264	Inventory	0.435	3,136	82%	1,902	4,372	0.080	21.5%	2,064	1.80	33.6%	2,187	1.89	2
66	Malancola	Río Jiboa	La Páz	13.5695	88.9850	Inventory	4.175	17,688	48%	10,926	2,617	0.081	21.3%	11,575	1.79	33.0%	12,282	1.88	2
67	Gran.d.e de San Miguel, Sn Juan	Rio Gran.d.e de San Miguel	Usulután	13.2947	88.3068	Inventory	4.500	19,710	50%	? 13,500	? 3,000	0.132	? 19.4%	? 11,773	? 1.67	? 29.0%	? 12,647	? 1.76	2
68	Gn.d.e de San Miguel, San José	Rio Gran.d.e de San Miguel	Usulután	13.2947	88.3068	Inventory	3.200	14,016	50%	? 9,600	? 3,000	0.132	? 19.3%	? 8,240	? 1.65	? 28.7%	? 8,861	? 1.74	2
69	Chilama I (Presa 1 & 2)	Río Chilama / Río Siguapate	La Libertad	13.6212	89.3309	Inventory	2.623	7,840	34%	5,197	1,981	0.087	19.5%	4,562	1.64	29.1%	4,898	1.73	2

注）:斜体の数字は推定値。　　n.d.:データなし
（出典: JICA 調査団）

表 10.3.1.6　小水力発電マスタープランに選定された地点(2/2)

No.	Nombre de Proyecto	Río	Departamento	Latitud	Longitud	Etapa del Proyecto	Potencia	Energía	Factor de planta	Inversión Total	Costo/kW	Generación de costos	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco) Project Base (without Bank Loan)			Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank Loan)			Fase del proyecto
	Project Name	River	Department	Latitude	Longitude	Project Stage	Potential	Energy	Plant Factor	Investment Cost	Cost/kW	Generation Cost	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	Project Phase
				(N)	(W)		(MW)	(MWh/Año)		(x 1,000 US$)	(US$/kW)	(US$/kWh)	(%)	(x1,000 US$)		(%)	(x1,000 US$)		
71	La Calzadora II	Quebrada La Calzadora	Usulután	13.5347	88.5294	Inventory	0.457	2,434	61%	1,677	3,670	0.091	19.0%	1,401	1.63	28.2%	1,509	1.72	2
72	EL Jabio	Rio Gran.d.e de Sonsonate	Sonsonate	13.7532	88.2887	Inventory	2.000	8,760	50%	? *6,000*	? *3,000*	0.132	? *19.0%*	? *4,979*	? *1.62*	? *28.1%*	? *5,367*	? *1.70*	2
73	El Rosario II	Río El Rosario	Ahuachapán	13.7754	89.8729	Inventory	0.498	2,606	60%	1,848	3,711	0.093	18.6%	1,460	1.60	27.2%	1,580	1.69	2
74	San Sebastián	Río Tihuapa	La Páz	13.5544	89.1366	Inventory	0.480	2,317	55%	1,656	3,449	0.094	18.4%	1,276	1.59	26.8%	1,383	1.67	2
75	Chilama II	Río Chilama	La Libertad	13.5929	89.3300	Inventory	0.457	2,343	59%	1,695	3,708	0.095	18.2%	1,273	1.57	26.4%	1,383	1.66	2
76	El Molino I	Río El Molino	Ahuachapán	13.9325	89.8960	Inventory	0.260	1,876	82%	1,345	5,175	0.094	18.2%	1,010	1.57	26.4%	1,097	1.65	2
78	El Refugio	Río Las Lajas	La Libertad	13.5569	89.2385	Inventory	0.465	2,243	55%	1,649	3,545	0.097	17.9%	1,191	1.55	25.8%	1,298	1.64	2
79	Los Toles	Río Los Toles	Ahuachapán	13.9715	89.9386	Inventory	0.428	2,035	54%	1,503	3,511	0.097	17.8%	1,065	1.54	25.5%	1,163	1.62	2
80	El Peñon	Río Gran.d.e de San Vicente	La Libertad	13.5855	89.3947	Inventory	0.486	2,212	52%	1,645	3,384	0.098	17.7%	1,157	1.54	25.4%	1,263	1.62	2
81	Guayapa V	Río Guayapa	Ahuachapán	13.9476	89.9636	Inventory	0.486	2,310	54%	1,741	3,582	0.099	17.5%	1,192	1.53	25.0%	1,304	1.61	2
83	El Charrerón	El Chorrerón	La Libertad	13.6178	89.3460	Inventory	0.418	1,903	52%	1,476	3,531	0.102	16.9%	927	1.48	23.8%	1,023	1.56	2
84	Santa Lucía	Río Tamanique	La Libertad	13.5962	89.4202	Inventory	0.966	3,609	43%	2,541	2,630	0.093	17.6%	1,766	1.49	25.2%	1,931	1.56	2
85	El Rosario I	Río El Rosario	Ahuachapán	13.7531	89.8731	Inventory	0.423	2,155	58%	1,800	4,255	0.110	15.9%	949	1.42	21.7%	1,065	1.49	2
87	Asesesco (Presa 1 & 2)	Río Asesesco / Río Viejo	Cabañas	13.8793	88.9226	Inventory	0.435	2,105	55%	1,767	4,061	0.111	15.8%	917	1.41	21.5%	1,032	1.49	2
88	Miramundo	Qda. Miramun.d.o	Chalatenango	14.3268	89.1353	Inventory	0.480	1,877	45%	1,567	3,265	0.110	15.8%	814	1.41	21.5%	916	1.48	2
89	Tilapa II	Río Gran.d.e de Chalatenango	Chalatenango	14.2237	89.0976	Inventory	1.925	6,402	38%	5,234	2,719	0.108	15.9%	2,762	1.40	21.7%	3,100	1.48	2
90	El Faro (Presa 1 & 2)	Río Los Leones / Río La Máquina	La Libertad	13.5990	89.3561	Inventory	0.426	1,750	47%	1,476	3,465	0.111	15.6%	739	1.39	21.1%	834	1.47	2
91	Santa María	Río Tihuapa	La Páz	13.5893	89.1307	Inventory	0.874	3,264	43%	2,494	2,854	0.101	16.2%	1,384	1.40	22.2%	1,545	1.46	2
93	San Pedro I	Río San Pedro	Ahuachapán	13.7386	89.8057	Inventory	0.344	1,944	65%	1,685	4,899	0.114	15.3%	791	1.37	20.5%	900	1.45	2
95	El Caoba	Río El Naranjo	Ahuachapán	13.7948	89.9263	Inventory	0.451	2,156	55%	1,898	4,209	0.116	15.1%	863	1.36	20.2%	986	1.44	2
96	El Rosario IV	Río El Rosario	Ahuachapán	13.8103	89.8788	Inventory	0.313	1,496	55%	1,290	4,122	0.114	15.2%	592	1.36	20.2%	675	1.43	2
98	Tizapa II	Río Tempisque	Cuscatlán	13.7917	88.9461	Inventory	0.418	1,907	52%	1,701	4,069	0.118	14.9%	732	1.34	19.7%	842	1.42	2
99	San Isidro	Río Sensipa	La Libertad	13.6160	89.4840	Inventory	0.477	1,782	43%	1,600	3,354	0.118	14.7%	669	1.33	19.4%	772	1.41	3
101	Loma de San Juan	Río Huiza	San Salvador	13.5449	89.2304	Inventory	0.954	3,837	46%	3,278	3,436	0.113	14.8%	1,391	1.32	19.5%	1,603	1.39	3
103	Los Pozos	Río Los Pozos	Chalatenango	14.3289	89.1455	Inventory	0.827	2,791	39%	2,276	2,752	0.107	14.9%	996	1.31	19.8%	1,143	1.38	3
104	Los Pueblos II	Río de Los Pueblos	Cabañas	13.8643	88.6869	Inventory	1.247	4,627	42%	4,075	3,267	0.116	14.5%	1,610	1.30	18.9%	1,873	1.37	3
105	El Jícaro (Presa 1 & 2)	Río Chuluma/Grand. de San Vicente	La Libertad	13.5933	89.4021	Inventory	0.496	1,851	43%	1,736	3,500	0.124	14.1%	632	1.29	18.3%	744	1.36	3
106	Guarumo	Río Guarumo	Cabañas	13.7670	88.8046	Inventory	0.897	3,647	46%	3,192	3,559	0.115	14.4%	1,233	1.29	18.8%	1,440	1.36	3
107	Guascoran	Rio el Sauce	La Unión	13.6446	87.7524	Inventory	12.500	38,000	35%	? *38,000*	? *3,040*	0.132	? *13.7%*	? *12,482*	? *1.28*	? *17.6%*	? *14,942*	? *1.35*	3
111	Agua Fría	Río Agua Fría	Cabañas	13.8100	88.8215	Inventory	0.974	3,960	46%	3,678	3,776	0.122	13.7%	1,187	1.25	17.5%	1,425	1.31	3
112	Chilama III	Río Chilama	La Libertad	13.5367	89.3142	Inventory	0.934	3,756	46%	3,491	3,738	0.122	13.6%	1,101	1.24	17.3%	1,327	1.31	3
113	Tehuechode	Río Chichicalapa	San Salvador	13.5926	89.1514	Inventory	0.339	1,267	43%	1,243	3,667	0.129	13.2%	352	1.23	16.7%	433	1.29	3
114	Tizapa IV	Río Ajuluco	Cuscatlán	13.7649	88.9248	Inventory	0.265	1,284	55%	1,268	4,786	0.130	13.2%	351	1.22	16.6%	433	1.29	3
115	Quezalate	Río Quezalate	La Libertad	13.5989	89.2288	Inventory	0.495	1,651	38%	1,679	3,391	0.134	13.0%	437	1.21	16.2%	546	1.28	3
116	El Anonal	Río El Zonte	La Libertad	13.5565	89.4540	Inventory	0.481	1,794	43%	1,835	3,815	0.135	13.0%	474	1.21	16.2%	593	1.28	3
117	Mizata I	Río Mizata	La Libertad	13.5786	89.5516	Inventory	0.421	1,727	47%	1,776	4,217	0.135	12.9%	445	1.21	16.0%	560	1.27	3
118	Los Pueblos I	Río de Los Pueblos	Cabañas	13.8726	88.7215	Inventory	0.412	2,081	58%	2,176	5,281	0.138	12.8%	524	1.20	15.9%	665	1.27	3
119	El Cutal	Río Teostrife	Chalatenango	14.2258	89.0690	Inventory	0.445	1,618	42%	1,675	3,764	0.136	12.8%	401	1.20	15.8%	509	1.26	3
121	El Silencio	Río Comalapa	La Páz	13.5940	89.1084	Inventory	0.287	1,178	47%	1,201	4,184	0.134	12.7%	281	1.19	15.7%	358	1.25	3
122	Concepción Los Planes	Río Comalapa	La Páz	13.5674	89.0916	Inventory	0.450	1,680	43%	1,766	3,924	0.138	12.6%	396	1.18	15.5%	510	1.25	3
124	El Escalón	Río Aquiquisquillo	La Libertad	13.5564	89.2489	Inventory	0.420	1,567	43%	1,641	3,908	0.138	12.6%	367	1.18	15.5%	474	1.25	3
125	Cuitapán	Río Cuitapán	San Salvador	13.5969	89.1825	Inventory	0.422	1,575	43%	1,659	3,930	0.139	12.5%	362	1.18	15.4%	469	1.24	3
126	Río Ceniza (Presa 1 & 2)	Río Ceniza	Sonsonate	13.7712	89.7030	Inventory	0.330	1,780	62%	1,898	5,751	0.140	12.4%	401	1.17	15.3%	524	1.24	3
127	Papaleguayo (Presa 1 & 2)	Río Papaleguayo/ Río El Patashte	San Salvador	13.5649	89.1588	Inventory	0.278	1,143	47%	1,198	4,308	0.138	12.3%	241	1.16	15.1%	318	1.23	3
131	San Benito (Presa 1 & 2)	Río Huiza / Río Texis	La Libertad	13.5925	89.4340	Inventory	0.483	1,613	38%	1,807	3,742	0.148	11.8%	276	1.13	14.1%	393	1.19	3
132	Tecomate	Río Cuitapan	San Salvador	13.5794	89.1882	Inventory	0.421	1,572	43%	1,758	4,176	0.147	11.8%	269	1.13	14.1%	383	1.19	3
133	Tilapa III	Río Gran.d.e de Chalatenango	Chalatenango	14.2371	89.1150	Inventory	0.480	1,619	39%	1,817	3,785	0.148	11.8%	276	1.13	14.1%	393	1.19	3
135	Ayacachapa III	Río Ayacachapa	Sonsonate	13.6506	89.5371	Inventory	0.312	1,166	43%	1,275	4,088	0.144	11.8%	199	1.13	14.2%	282	1.19	3
136	Ayacachapa II	Río Ayacachapa	Sonsonate	13.9282	89.5561	Inventory	0.448	1,495	38%	1,674	3,737	0.148	11.7%	250	1.12	14.1%	358	1.19	3
138	Tilapa I	Río Gran.d.e de Chalatenango	Chalatenango	14.2154	89.0780	Inventory	1.025	3,680	41%	3,954	3,858	0.142	11.6%	552	1.11	13.9%	808	1.17	3
139	Apancoyo II	Río Apancoyo	Sonsonate	13.6516	89.5709	Inventory	0.416	1,388	38%	1,589	3,819	0.151	11.4%	193	1.10	13.5%	296	1.16	3
144	Mizata II	Río Mizata	La Libertad	13.6137	89.5317	Inventory	0.270	1,109	47%	1,288	4,771	0.153	11.1%	118	1.08	13.0%	202	1.14	3
149	Talquezalar	Río Talquezalar	Chalatenango	14.2894	89.1316	Inventory	0.421	1,238	34%	1,501	3,565	0.160	10.7%	88	1.05	12.3%	185	1.11	3
150	El Cedro	Río Pepetapa	La Páz	13.5974	89.0623	Inventory	0.336	1,119	38%	1,348	4,012	0.159	10.7%	78	1.05	12.3%	165	1.11	3
156	San Ignacio	Río San Ignacio	Chalatenango	14.3288	89.1968	Inventory	0.441	1,269	33%	1,636	3,711	0.170	10.0%	5	1.00	11.3%	111	1.06	3
	Totales						**180.759**	**756,000**	**48%**	**586,000**	**3,242**	**0.105**							**123**
																		Phase-I	**59**
																		Phase-II	**32**
																		Phase-III	**32**

注）:斜体の数字は推定値。　　n.d.:データなし
（出典: JICA 調査団）

10.3.1.10 マスタープランへの提言

A. 次段階へ向けての現地調査と詳細調査

本マスタープランで算定した推定流量や費用は、限られた水文データや 1/50,000 縮尺地形図でのマップ調査レベルであり精度は高くない。マスタープランの実現化のためには、以下のような現地調査と詳細調査が必要である。

図上で検討を行った結果、より詳細な検討を実施する価値があると判断された地点については、その発電計画案および代替案の水路ルートに沿って現地踏査をすることは極めて重要なことである。1/50,000 または 1/100,000 地形図をもとに各設備サイトを踏査することにより、地形図と現地の地形との相違、地質状況、既設の設備、道路事情などを確認し、その結果を再度、検討にフィードバックして計画を練り上げてゆくことになる。現地踏査において次のような点に留意して調査する。

- 地形：概略調査で用いる地形図は精度の低い 1/50,000～1/100,000 縮尺である。地形図で得られた取水地点、導水路ルートの地形が実際と異なる場合があるので、現地で地形の確認を行う。水圧管路ルート経過地の縦断図および横断図を地形図から描き、現地の概略の位置を確認する。
- 地質：取水地点およびその上下流の地質を現地で調査し、岩盤の露頭から基盤岩石の状況を確認し、取水堰のサイトとしての適否を判断する。導水路ルートおよび水圧管路経過地の地質を露頭している岩盤、植生、地滑り、崩落等の状況から推定する。
- 流量：取水地点における流量を流速計または浮子を用いて計測する。
- 河床堆積物：将来の取水堰への堆砂量を推定する際の参考にするため、河床に堆積した土砂の状況を確認する。
- 各サイトへの道路事情：既設の道路が工事に利用可能か否かということはプロジェクトの工事費および工期に大きな影響を及ぼすので、利用可能な道路について現地で地形図をもとに照合する。
- 材料：コンクリート取水堰の場合のコンクリートの供給方法および骨材の採取位置の適地を現地で確認する。
- 送電線：計画している発電所から電力を送電するための送電線または配電線ルートを確認する。
- 環境調査：自然公園および野生動物保護区の環境規制区域、保安林、文化財、発電によって影響を受ける区域の人家、田畑の状況、既設利水施設等の確認をする必要がある。灌漑や飲用水、漁業などの水利用があるかについても、現地調査で確認する。

現地踏査により得られた情報をもとに計画の見直しを行い、概略調査段階での最終計画案を策定する。見直しの結果、次ステップである Pre-F/S や F/S に進むと判断されたプロジェクトについては、調査計画を立案する。

取水地点または近傍に測水所が設置されていない場合には、できるだけ早期に測水所を設置して流量観測を開始する。

B. 政府による調査・設計および実施へのサポート

マスタープランを実現させ、エルサルバドル国の再生可能エネルギー利用による CO_2 削減および増大する電力需要に対応するため、投資家によるこれらの概略調査を実施するための、技術面・財政面での政府による支援が必要である。特に、小水力発電開発にむけた F/S、詳細設計、投資への支援が強く求められる。

C. 全国水文観測網

図 10.3.1.13 に SNET の流量観測所位置図を示す。多くの水文観測所では、1985 年頃~1992 年頃の内戦期間中に観測が中断された。その後、徐々に観測を開始した地点もある。水文観測所の配置には偏りがある。以下の地域で流量観測所が不足している。

- Ahuachapán 県： 東部
- La Libertad 県： 南部
- San Salvador 県： 南部
- Chalatenango 県： 北西部
- San Miguel 県： 北部
- Morazán 県： 全域
- La Unión 県： 全域
- Cuscatlán 県： 全域
- Cabañas 県： 全域
- San Vicente 県： 全域

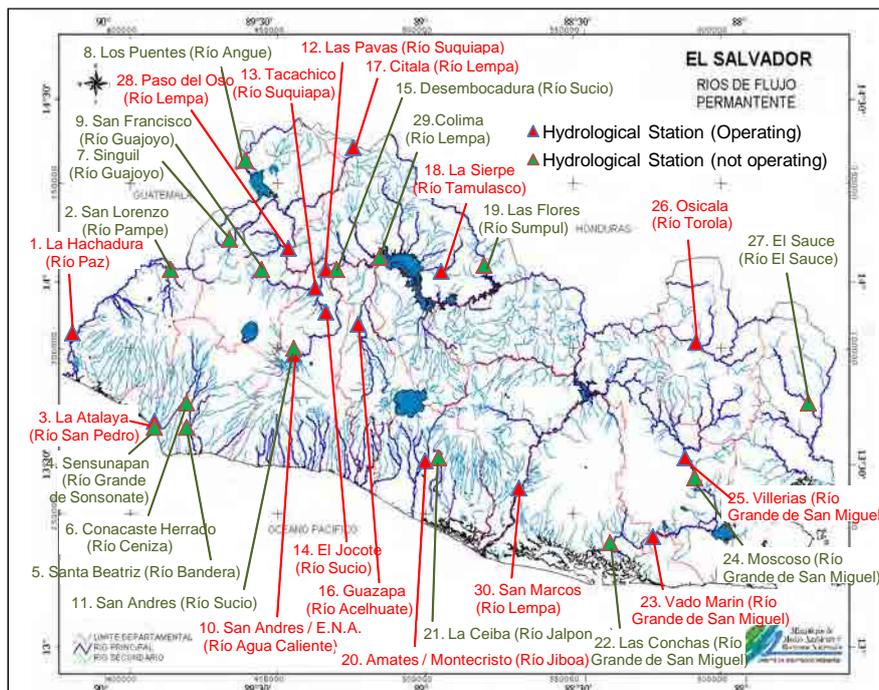
特に、Cuscatlán 県、Cabañas 県、および San Vicente 県では、流量観測所が全く存在しない。

（出典: JICA 調査団（SNET による月平均流量を用いて作成））

図 10.3.1.13 SNET の水文観測所位置図

水文データは国家にとって基本的で最も重要な情報であり、水力発電計画のみならず、灌漑や水供給といった水資源開発、洪水・旱魃対策や環境保護・モニタリングなどの水資源計画にとっても重要である。

小水力発電計画を立案する際は、できるだけ長期間の近傍観測所の流量データが必要となる。このため、今後できるだけ早期に、全国的な水文・気象観測体制の構築が望まれる。テレメーター式の自動河川観測網の整備が望ましい。

D. 河川維持流量の決定

本マスタープラン調査では、設計流量や設備容量、発生電力量の算定において河川維持流量は考慮していない。

エルサルバドル国では、多くの水力発電所において、下流の環境・社会影響対策の「河川維持流量」として、小水力発電では日流量の 10%（大ダムでは年平均流量の 10%）を少なくとも取水堰地点より下流へ放流すべきこととなっている。

利水状況調査

水力発電は河川水を利用するものであるので、計画段階で利水状況（飲用水、灌漑、工業用水、漁業、舟運）を調査する必要がある。取水堰の建設は、時に家屋や田畑の浸水を引き起こすことがあり、取水堰と発電所の間の河川では、取水により流量が減少する。したがって、計画地点周辺の利水調査を入手可能な地形図や現場踏査で確認する必要がある。

もし、取水地点と発電所間において河川水利用がある場合は、取水堰より下流へ、これらの利水に必要な流量を放流する必要がある。

河川維持流量

発電所までの導水路延長が長い場合は、河川維持流量を考慮する必要がある。河川環境を考慮した河川維持流量の目安を以下に示す。

- 日流量の 10%
- 年平均流量の 10%を通年
- 0.1~0.3 $m^3/s/100km^2$ （日本の「発電維持流量調査の手引き（案）」より）
- 最低流量を通年
- 漁業、動植物、景観、河川環境に必要な流量

環境天然資源省（MARN）による、望ましく合理的な検討による適切な河川維持流量の値の設定検討が望まれる。

10.3.2 風力発電

本調査では、風力ポテンシャルマップを新規に作成し、エルサルバドル国内におけるポテンシャル地域の確認を行った。エルサルバドル国では、風力発電の導入実績がないことから、風力と太陽光発電を合計した既存系統への併入可能容量を予備的に検討した。次に、風況観測の実施方法やポテンシャルの評価、基本設計など導入に必要な検討事項について説明している。また、風力発電所の建設について、一般的な事業実施工程およびエルサルバドル国内における事業申請手順について調査し、記述した。さらに中央アメリカの風力発電事業の実例として、コスタリカ国のケースについて参考情報を紹介している。

10.3.2.1 ポテンシャルサイトの選定

本調査では、全土を対象とした風力ポテンシャルマップを作成し、また、数地点のポテンシャル地点が、作成された地図をもとに確認された。風力ポテンシャルマップとポテンシャル地点の概要については、7 章で述べたとおりである。

10.3.2.2 併入可能容量

風力および太陽光発電による発電出力は、気象条件に応じて変動が大きくなる。また、需要側でも日負荷の変動があるため、安定した電力供給を行う為には電気の使用量に応じて発電量を調整する必要がある。そのため、風力および太陽光発電の導入に際して連系可能容量を検討する必要がある。しかし、エルサルバドル国において、系統電力の現象解析のために電力系統解析シミュレーションを実施することは困難である。本調査では、簡易的な方法として、東北電力による代数的手法を用いて風力発電の連系可能容量の検討を行った。また、風力発電の併入率が高いヨーロッパ諸国の値を参考にした。なお、出力変動は風力発電の方が太陽光発電より大きい為、算出する連系可能容量は太陽光発電の変動も含めたものと仮定している。風力および太陽光の発電出力について、短時間の変動（20 分間隔程度）は予測が困難である。東北電力の運用実績から、電気使用量および風力発電量の変動を以下に示す。

- 電気使用量の変動率： 使用量の 1.13%
- 風力発電の出力変動率： 風力発電総設備容量の 23%
- エルサルバドル需要ピーク： 約 864 MW
- 風力導入量（仮定）： 60 MW

上記のデータを用いて、代数的手法により最大連系可能容量を検討した。

負荷変動量＝864 MW × 1.13% = 9.7 MW

風力変動量＝60 MW × 23% = 13.8 MW

$$合成変動量 = \sqrt{負荷変動量^2 + 風力変動量^2} = 16.9\ \mathrm{MW}$$

$$\sqrt{\mathrm{LFC}\ 調整能力^2 + 許容誤差^2} \geq \sqrt{負荷変動量^2 + 風力許容変動量^2}$$

(LFC: Load Frequency Control)

$$16.7\ \mathrm{MW} \geq 風力許容変動量$$

系統容量（最大需要 2010 年 1 月 14:30）864 MW に対し風力・太陽光発電 60 MW 程度の連系を想定すると、合成変動量と風力許容変動量が近似した値となる。このことから、代数的手法によるエルサルバドル国の最大連系可能量は 60 MW と推定できる。この値は、想定した系統容量に対して約 7%の値となる。

以上から、現在のエルサルバドル国における風力および太陽光発電の最大連系可能容量は 60 MW 程度と推定することが出来る。そのため、風力または太陽光の集中大型発電設備は段階的に導入することが望ましい。さらに、将来において集中大型発電設備が系統連系された時に、実際の電力系統の運用状況の結果を基に最大連系可能容量を再検討する必要がある。

ヨーロッパ諸国では風力発電の併入率は高く、デンマーク国の併入率は 21.9%、スペイン国では 16%およびドイツ国では 9.4%である。このように併入率が高いのは、ヨーロッパ諸国は共通の電力網で結ばれているため風力変動を吸収しやすいためである。中米では、コスタリカに 62.8 MW の風力発電設備が導入されており、併入率は約 4.2%である。最大連系可能容量は、電力需要の増大および蓄電池併設など平滑化技術の向上に伴い増加する。将来の電力需要の向上および導入技術の選択によっては、最大導入可能量を拡張できる可能性がある。

風力発電や太陽光発電などの再生可能エネルギーは気象条件に応じて出力変動が起こりやすいため, 出力変動を抑制する技術が必要となる。出力の平滑化技術として、大型蓄電池に風力発電や太陽光発電からの出力を蓄えて平滑化する技術が有望視されている。しかし、現在は依然として蓄電池の価格が高額であり、コスト面から全ての風力発電に導入することは困難と考えられる。

10.3.2.3 技術面の検討

A. 準備計画

エルサルバドル国では、系統連系された風力発電の導入はまだ行われていない。そのため、風力発電プロジェクトについて技術面の検討を行う必要がある。本節では、風力発電計画の計画プロセスおよび計画方法について説明を行う。風力発電の実施計画は、導入目的と事業規模に応じて異なる。エルサルバドル国内では、主に 2 種類の導入形式について検討する。一つは、発電された電力を売電する方法、もう一つは発電電力を特定の施設内で消費し、余剰電力を CAESS, AES-CLESSA, EEO, DEUSEM, DELSUR, EDESAL, B&D および Abruzzo 等の配電会社に売電する方法である。風力を開発する会社は、配電会社と良く協議を行う必要がある。系統連系に伴う技術的問題および発電電力の売電価格等についての協議が必要である。風力発電は、再生可能エネルギーの中でも、経済性の

面から実施可能性が最も高い技術の一つである。プロジェクトを実施する前に関連組織に申請書を提出する必要がある。

これまで、風力プロジェクトはエルサルバドル国内で実施されていないので、プロジェクト実施に当たり具体例が存在しない。以下に示す手順案は、環境資源省（MARN）により示されたものである。風力発電の導入プロセスは、小水力の導入と類似している。しかし、エルサルバドルでは風力発電の導入に関して環境影響評価を実施した経験がない。現状では、申請を準備する為のスケジュールと期間を予測するのが困難である。

a. 申請手順

手順 1: 申請者は、特定の場所で発電事業を行う為に、再生可能資源を活用するプロジェクトについて調査および確認をおこなう。

手順 2: 申請者は、pre-F/S 調査の準備を行う。

手順 3: プレ F/S 調査が実施されたら、申請者は MARN から環境および技術的な書式を受領する、そして、それを記入し必要な添付書類と共に MARN に提出されなければならない。

手順 4: MARN が環境および技術様式と必要とされる添付資料を受領する。それによりプロジェクトのカテゴリー別に分類する。

b1: 環境影響評価(EIA)を実施する必要がない。状況について同意が必要。

b2: 環境影響評価が必要である。そのため、調査事項が提供される。

手順 4a: プロジェクトが「b1」として MARN によって分類されたならば、環境影響評価を実施する必要はない。状況について同意が必要。手順 12 に進む。

手順 4b: MARN によって「b2」と分類された場合、EIA が必要とされる。

手順 5: 適正な手順として、現段階で電力会社にプロジェクトについて知らせる。

手順 6: MARN は、環境検査官に現地調査するよう命じる。検査官は、現在の状況を確認し、調査事項にある情報を集める。

手順 7: 以降の検査について、MARN は調査事項を申請者に提供する。

手順 8: 調査事項に基づいて、申請者は EIA を準備する。

手順 9: 申請者は EIA を MARN に提出する。

手順 10: コメントが MARN からある場合、申請者は EIA を修正する。承認を受けるまで EIA を修正し、提出を行うことが必要である。

手順 11: EIA が承認されたら、MARN は承認書類を発行する。申請者に、承認書類が環境約定のために必要な文書であることを知らせる。

手順 12: 申請者は MARN の担当部署に必要書類を提出する。

手順 13: 申請者は、必要とされる技術要件を満たす F/S 調査を実施する。

手順 14: F/S 調査の複写は、現地の電力会社に提出される。

手順 15: 現地の電力会社は、国家電力系統の連系に関する技術面の検討と評価を行う。

手順 15a:必要に応じて、申請者は電力に関連する問題を F/S で修正し、電力会社から承認を得るために提出しなければならない。

手順 15b: 意見がない場合、電力会社は技術的な承認を出す。

手順 16: 申請者は、電力会社より承認を得た F/S を SIGET に提出する。

手順 17: SIGET は F/S を検討し、承認書類を発行する。

手順 18: 財務省は、SIGET によって是認した F/S を受けて、プロジェクトのために免税を授ける。

手順 19: 全ての準備業務が終わり、プロジェクトは建設を開始することができる。

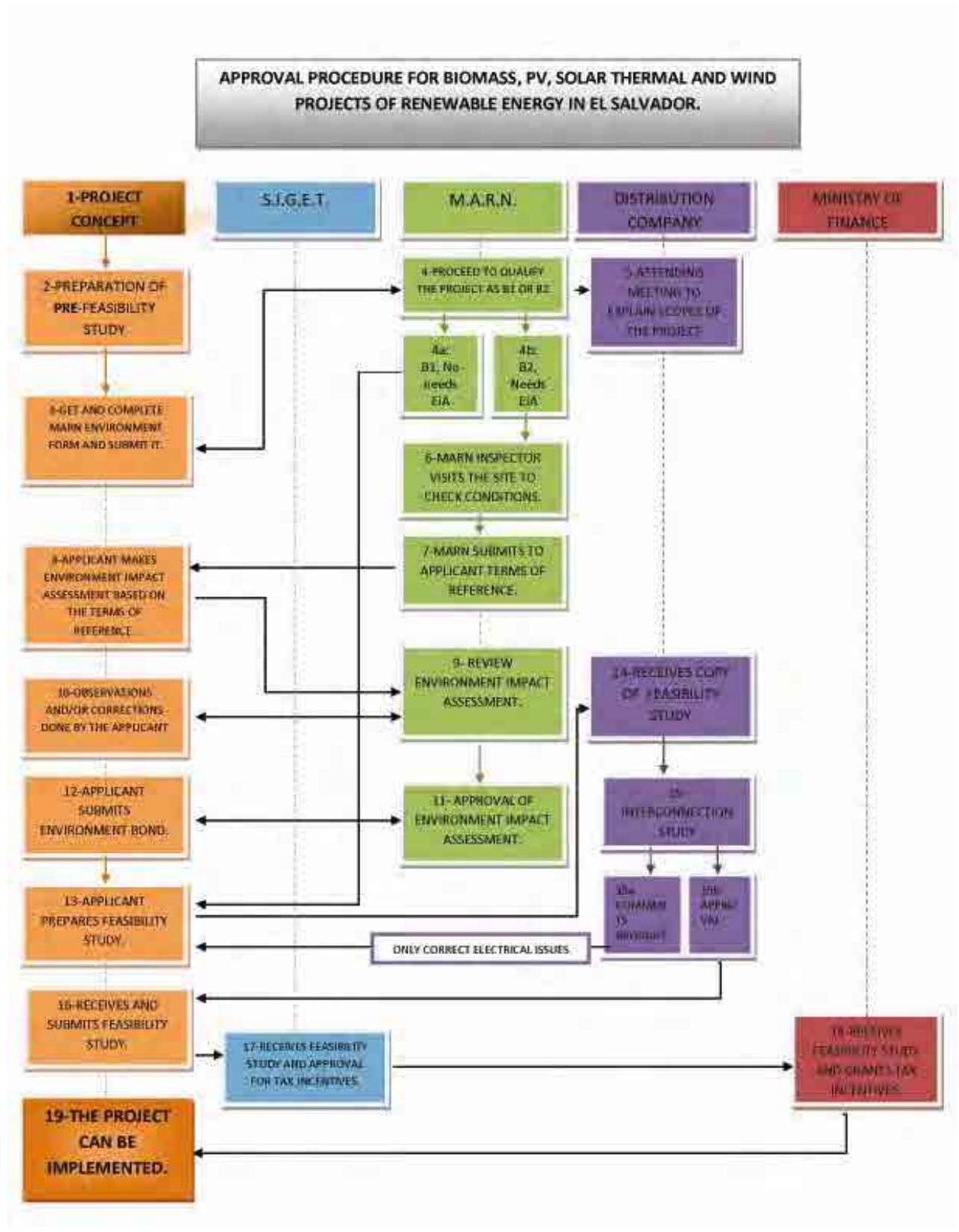
図 10.3.2.1 に風力プロジェクトの準備のプロセスを示す。同様の手順は、バイオマス、太陽光と太陽熱プロジェクトのために適用することができる。

(出典: JICA調査団)

図**10.3.2.1**　風力発電プロジェクト準備の作業フロー

図 10.3.2.2 は、プロジェクト実施段階の作業フローを示す。プロジェクト初期に、現場視察と風況観測を実施する必要がある。この結果を基に、基本設計および実行計画の準備が行われる。これらの設計および計画に基づいて、風力発電は建設される。このような全てのプロセスを終了後、確認試験を行い系統に電力が供給される。

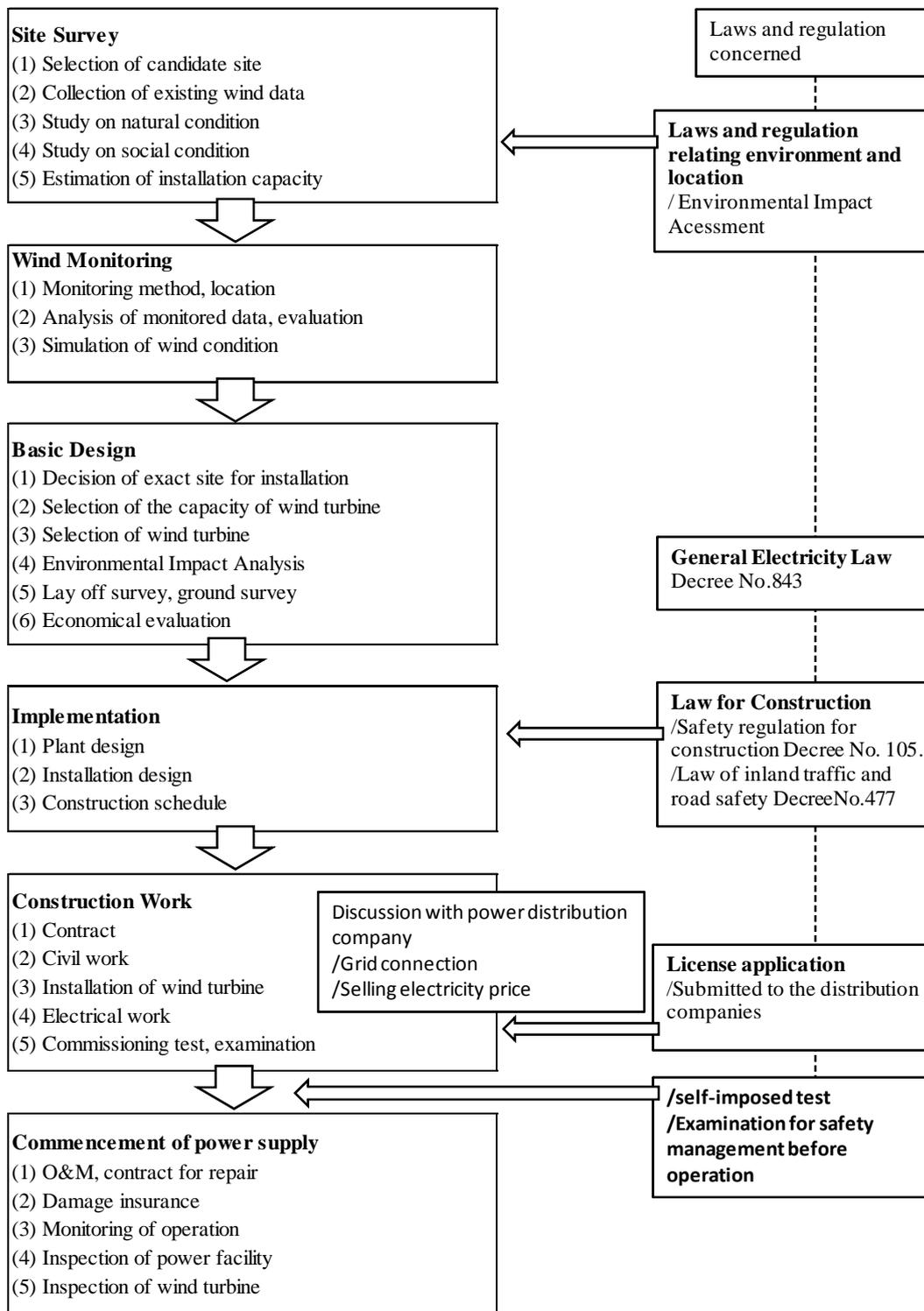



図10.3.2.2　風力発電導入のプロセス

(出典: JICA調査団)

B. 風力ポテンシャル評価

a. 観測計画

風況観測の主な目的は、風力発電の開発に適した特性のある地域および風力ポテンシャル地域を特定することである。エルサルバドル国では、全国を対象とした風力ポテンシャルマップは、すでに準備されている。そのため、風況観測を行う風力ポテンシャル地域を特定することは、難しくない。風況観測業務には、以下に示す様な 3 つのステップがある。

- 風力開発ポテンシャル地域の識別
- 候補地点の検査と順位付け
- 候補地点内の実際のタワー設置場所の選定

風力開発計画を準備するために、風況観測計画を作成することが必要である。以下について、準備段階で特定しておくべきものである。

- 観測パラメータ
- 観測機器のタイプ
- 観測機器の数と地点
- センサーの観測高さ
- 最小観測誤差、期間、データ障害回復
- データのサンプリングと記録の間隔
- データの保存フォーマット
- データの取扱および解析手順
- 品質管理方法
- データ管理のフォーマット

b.風力ポテンシャル精査

風況解析は、候補サイトにおける風況観測の結果を基に、風況特性の評価を行うために実施するものである。解析結果に基づいて、風力発電からの出力推定が行われる。さらに、プロジェクトに導入される設備容量が決定される。

b1. 観測期間

最小観測期間は 1 年間であるが、さらに 2 年間の観測を行えばより信頼性の高い結果を得ることが出来る。1 年間の観測は、風況の日的変化や季節変化を決定するのに十分な期間である。風況の経年変動は、長期の観測地点（例えば空港や測候所等）で観測されているデータとの比較で推定するこ

とも出来る。データ観測の、全てのパラメータについてデータ障害からの回復は、プログラム期間にわたり少なくとも 90%であり、データの欠測期間は 1 週間未満を最小限として維持する必要がある。

b2. 風況観測

一般的に、風力開発を行うための風況観測装置は、一定期間だけ据付けられる。そのため、風況観測の許可は、土地所有者に許可されなければならない。表 10.3.2.1 は、評価時に検討されるべき基礎および最適パラメータを示す。

表10.3.2.1　観測パラメータ

観測パラメータ	記録値
風速 (m/s)	平均標準偏差 最大値、最小値
風向 (degrees)	平均標準偏差 最大風速方位
外気温 (°C)	平均、最大、最小
鉛直風速(m/s)	平均標準偏差
気圧 (hPa)	平均、最大、最小
日射量(W/m^2)	平均、最大、最小

(出典: NREL Wind Resource Assessment Handbook)

風速

風速データは、観測地点において風力エネルギー資源を示す最も重要な指標である。複数の測定高さにおける観測は現地のウィンドシア特性の決定や異なるハブ高さにおける性能のシュミュレーションを実施するために活用されている。

風力エネルギー

風力エネルギー量は、風速速度と質量の関数で示される。より大きい風速で、より大きなエネルギーを得ることが出来る。風力エネルギーは、風力から利用できるエネルギーの値、あるいは単位時間当たりに一定面積を通り抜けるエネルギーである。以下の計算式は、風力から得ることが出来るエネルギーを示したものである。

$$P = \frac{1}{2}\rho A V^3$$

P:　風力エネルギー (W)

ρ :　空気密度 (kg/m^3)

A:　受風面積 (m^2)

V:　風速 (m/s)

風向

風向変動に関する情報は、設置に適した地形と方向の確認、およびウィンドファーム内で風力発電機のレイアウトを最適化するために重要である。卓越風向は確認する必要がある。

温度

大部分の場所では、地上外気温（地上高さ 2～3 m）の平均値は、ハブ高さの平均値と 1°C 前後の違いがある。気温は、空気密度を計算するのにも用いられる。空気密度は、風力発電から発電出力を計算するために用いられる。

風速の鉛直分布

風速と風力エネルギーは、地上高さによって変化する。しかし、特にハブ高さが地上高 80 メートルのような場合、正確な高さで風速を観測することは困難である。そのため、高い位置の風速を推定するために、異なる高度で風速を観測することが必要である。したがって、風速は最低でも、2 つの異なる高度で観測されなければならない。

以下の方程式は、べき乗法則方法を用いてある高度の風速を推定する方法を示している。V_0 が観測点の風速、V が推定する高さの風速、H_0 が観測点の地上高さ、H が推定する地上高さを示している。そして、α がウィンドシアの指数である。

$$V = \left(\frac{H}{H_0}\right)^{\alpha} V_0$$

V_0:　観測点の風速(m/s)

V:　推定する高さの風速(m/s)

H_o:　観測点の地上高さ(m)

H:　新しい観測高さ(m)

α:　ウィンドシア指数

表10.3.2.2　ウィンドシア指数

Terrain	Wind Shear Exponent: α
Coastal area	0.11
Cut grass	0.14
Short-grass prairie	0.16
Crops, tall-grass prairie	0.19
Scattered trees and hedges	0.24
Trees, hedges, a few building	0.29
Suburbs	0.31
Woodlands	0.43

(出典: Wind Power)

もし、風速が異なる地上高さで観測されるならば、以下の方程式によってウィンドシアの指数を計算することができる。

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{V}{V_0}\right)}{\ln\left(\frac{H}{H_0}\right)}$$

気圧

気圧は、気温と共に空気密度を決定するのに用いられる。しかし、風の強い環境では正確に圧力を計測するのは難しい。風の流れにより誘発される動圧のため、測定機器の内部に影響を与えることがある。屋内または事務所等は、圧力センサーの設置に好ましい環境である。したがって、多くの気象データ評価計画では気圧は計測されない。その代わり、SNET など気象観測機関が測定したデータを高度補正などして利用されている。

b3. 観測高

一般的な風速及び風向観測の地上高さは、40 m、25 m と 10 m である。しかし、風力発電の設備容量が大きくなるに従い、ハブ高さも増大する。一般に、1 MW の風力発電のハブ高さは約 60 m である。2 MW クラスでは約 70～80 m である。従って、可能な限りハブ高さの近くで風速を観察することが望ましい。外気温、気圧と日射量は、通常地上高 2～3 メートルで観測される。

b4. 風況観測タワーの設置

風況観測装置の正確な据付地点を選択するとき、以下の 2 点に従い決定する必要がある：

観測装置を、現地にある障害物からできるだけ遠くに設置する

広範囲を代表するような地点を観測場所として選択する。

木または建築物のような障害の近くに観測装置を設置すると、観測場所における風況特性の分析に影響する。このような障害物により、観測場所の風力ポテンシャル、風シヤーと乱流値の値が大きく変化してしまう。観測センサーを障害物の近くに設置しなければならない場合でも、障害物からの水平距離は、卓越風向の方向に向かって、障害物高さの 10 倍以上としなければならない。

c. 評価

c1. 観測

表 10.3.2.3 は、風況観測の結果に基づく評価リストを示す。各々の評価項目に応じて、風況観測の目的と方法を示す。

表**10.3.2.3** 風力評価表

	項　目	期間	目　的	算 出 方 法
風況	平均風速	年 月	風速の概要を評価する。	平均風速＝対象期間の全 時間平均値の合計 データ数
	風速出現率	年間	風速の出現率（頻度分布）から風速の出現特性を評価する。	風速階級を1 ㎧ 間隔に設定し、各階級の 出現率を算出する。
	風向出現率	年間	風向の卓越状況を明らかにする。	全風向を16 方位に分割し、平均風向を累積する。
	風向別平均風速	年間	集合型風車の配列を検討するために、主風向を明らかにする。	方位ごとに1 時間平均風速に基づく算術平 均を行う。
	風向別風速出現率	年間	集合型風車の配列を検討するために、主風向を明らかにする。	方位ごとに各風速階級（1 ㎧ 幅）の出現率を算出する。
	風速の時間的変動	日間 年間	風車の運転計画を検討するために、風速の時間的変動特性を評価する。	時間ごとおよび各月の平均風速を算出し、その推移を図表によって明らかにする。
	乱れ強度	年間	風速の瞬時の変動特性および風速変動の大きな風向を明らかにする。	全風速および方位別風速に対して算出。 乱れ強度＝風速の標準偏差／平均風速
	風速の鉛直分布	年間	ある高度の風速を予測するためのべき指数を算出し、風速の鉛直分布を明らかにする。	下式に各観測高度とその風速値を代入し、最小二乗法により算出する。 V / V1 ＝ (z / z1) 1 /n
風力エネルギー	風車の稼働率	年間	風車の稼働状況を評価する。	風速出現率を高風速側から累積して累積出現率を求め、下式より算出する。 稼働率＝ ｶｯﾄｲﾝ風速以上の累積出現率 ｶｯﾄｱｳﾄ風速以上の累積出現率
	エネルギー取得量 (年間発電量)	年間 月別	風車によって取得できる風力エネルギー量を評価する。	風車の出力曲線と風速出現率に基づき、風速ごとのエネルギー取得量(年間発電量) を累積する。
	風車の設備利用率	年間 月別	風力発電導入の可能性を評価する。	設備利用率＝ エネルギー取得量 定格出力×対象期間の時間数

(出典:風力発電導入ガイドブック/ NEDO)

c2. 観測データの評価

風力の開発に適した地域特性として、高い平均風速、安定した風向と小さな乱流強度があげられる。

平均風速

年平均風速が、地上高 30 m において 6 m/s を超える地域は、風力発電の導入に適していると評価できる。

$$\text{年平均風速(m/s)} = \frac{\text{対象期間の全時間平均値の合計 (m/s)}}{\text{データ数}}$$

風向出現率

年間の風向出現率が風軸上に 60%以上あるならば、風向は安定していると評価することができる。（風軸は、卓越風と隣接する 2 方位およびこれらの 3 方位と 180 度の位置関係にある方位を加えた 6 方位と定義される。全体で、16 方位のうち 6 方位が、風軸となる。例として、図 10.3.2.3 の赤い線内に示されている範囲が、風軸（SSW、SW、WSW と ENE、NE、NNE）と呼ばれる。

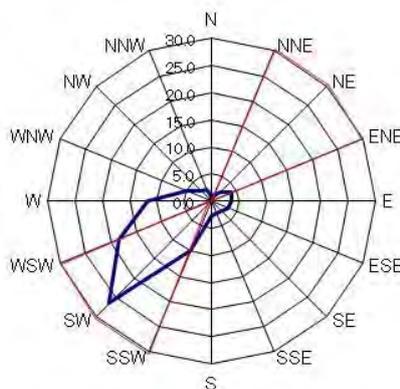



図10.3.2.3　風軸

乱れ強度

乱れ強度は地形条件の影響を大きく受けることから一概に基準化することは難しい。一般的に地形により概ね 0.1～0.3 の範囲でバラツキを示すことが多い。乱れ強度が IEC 基準と比較して大きい場合には、設置場所の再検討を行うか、または機種選定に際して風車メーカに設計条件を確認することが重要である。

$$\text{乱れ強度} = \frac{\text{風速の標準偏差}}{\text{平均風速}}$$

c3.エネルギー出力評価

風力エネルギー密度

年間の風力エネルギー密度は地上高 30 m で 240 W/m^2 以上あることが望ましい。

$$\text{風力エネルギー密度 (W/m}^3\text{)} = \frac{1}{2}\frac{\rho \sum V^3}{T_0}$$

ρ:　空気密度(W/m^3)

V:　1 時間当たりの平均風速 (m/s)

T_0:　観測時間

空気密度: 空気密度は気体の状態方程式を用いて、気温と気圧を変化させることにより下のように算出することが出来る。例えば、標準状態（15℃、標高 0 m）の空気密度は 1.225 kg/m^3 となる。

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

P: 気圧 (N/m^2)

R: 気体定数 (287.04 J/kgK)

T: 絶対温度（ケルビン）

風車の設備利用率

年間設備利用率が 20%以上であることが望ましい。

$$年間設備利用率(\%) = \frac{正味年間発電量}{定格出力 \times 8760時間} \times 100$$

正味年間発電量の算出に当たっては、利用可能率は故障時の修理体制等から 90～95%程度出力補正係数は平坦地で 95%、複雑地形で 90%程度を考慮する

正味年間発電量(kWh) = 年間発電量×利用可能率×出力補正係数

稼働率（時間稼働率）は、システムの発電可能な稼働時間率を表すもので、風車が運転している時間の合計を年間時間で割った値で、カットイン風速からカットアウト風速までの風速出現率の累積より求められる。風況曲線（累積出現率）が得られている場合は、以下の式により算出される。

稼働率（%）＝カットイン風速以上の累積出現率　－　カットアウト風速以上の累積出現率

C. 基本設計

a. 設置場所の決定

a1. 風力ポテンシャル

前述したとおり、エルサルバドル国において、風力ポテンシャルマップが作成されている。このため、風力ポテンシャルマップを用いてポテンシャル地域を特定することは容易である。（風力ポテンシャルマップの作成過程については第 7 章参照）

a2. 自然環境

風況は、周囲の地形と環境に大きく依存している。そのため、局所気候的な特徴に関して調査することが必要である。風力発電の開発は、周囲の景観および風力エネルギーの開発を最適化するように配慮しなければならない。

b. 自然条件および社会条件の検討

風力発電を導入することによって、最大の効果を得る為に、設置場所の風況特性と環境を考慮することが必要である。風力発電の設置場所として、山脈、平野、海岸および公園または市街地域の近郊およびその他の地域などがあげられる。事業として風力発電の導入を検討する場合、風況特性は最も重要な要因である。さらに、自然条件（例えば稲妻または塩害等）を考慮する必要がある。風

力発電の建設のために必要な材料または重機の搬入路、およびその他の条件として、例えば既設電力系統や社会状況等を考慮することが必要である。そのうえ、設置場所の公的な土地使用条件（建設禁止区域、材木、農地、市部、公園）等の規制と一致することが必要である。環境影響（例えば生態系への雑音、振動、電磁妨害、景色と影響）を調べることが、必要である。技術面から、据付予定場所の気象条件、例えばハリケーンや乱流および稲妻を検討することが重要である。近年、風力発電の導入で、景観と生態系（特に珍しい猛禽類のバードストライク）に与える問題がいくつか報告されている。したがって、住民の抱える不安について、関係組織およびグループと調整することは重要になる。風力発電の導入において検討すべき事項を下表に示す。

表10.3.2.4　事前に検討すべき事項

	事項	検討すべき課題
自然条件	風況 (風速/風向)	地上高 30 メートルで年平均風速が 5-6 m/s を超える場所は、風力発電の導入に適している。頻繁にハリケーン等に襲来される場所では、更なる検討が必要である。
	風の流れ	建設予定場所で、地形に起因する乱流がどこで強いかを考える必要がある。複数台の風力発電を設置する場合には、配置に起因する風車間の干渉やウェイク効果を検討することが必要である。
	雷	雷は、大きなエネルギーを放電する。雷の頻発領域では対策を検討することが必要である。
	塩害	海上及び沿岸地域では、塩害に注意する必要がある。
	粉塵	沿岸地域では、粉塵または飛砂に注意することが必要である。
	地形、傾斜	地面と地形勾配に注意することが必要である
社会条件	禁止地域	自然公園や自然環境保全地域等の建設が禁止された領域を検討することが必要である。
	土地利用	建設候補地において、現在の土地利用状況を検討することが必要である。
	送配電線、　変圧器	既設の送配電線および変圧器の設置場所を考慮することが必要である。
	道路、橋梁、港湾	道路状態（例えば幅と材料と風車の輸送のための曲率）を検討することが必要である。橋梁と港湾の具体的な制約条件について注意することが必要である。
	騒音	最も近い家庭までの距離に注意を払うことが必要である。
	電波障害	重要な無線施設までの距離と方向に注意することが必要である。
	生態系	動植物に与える影響について検討する必要がある
	景観	景観に与える影響について検討する必要がある。

(出典：「風力発電導入ガイドブック；NEDO」に基づき調査団作成)

C. 風力発電機の選択

最適な風力発電の設備容量を推定し、その結果に基づいて風力発電の配置を以下の手順で計画する。

発電量の推定

風力発電からの総発電量は、プロジェクト実行予算や設備容量、送配電線容量および距離などの状況に応じて想定される。風力発電のメーカから提供される出力曲線に基づいて、発電量が推定される。メーカは、標準状態（レイリー分布、標高 0 m、気温 15℃）におけるハブ高さの風速から出力を算出する。風力発電からの発電量は、定格風速に達した後は、ピッチまたは失速により制御される。風速が大きすぎる場合は、ロータは危険を防止するために停止され発電も止める。次図に、安定した風速で典型的な風力発電からの出力を示す。風力発電の性能に応じて、カットイン風速、カットアウト風速および定格風速は設定される。以下のような風速値が適用される。

カットイン風速： 3〜4 m/s

定格風速： 12〜16 m/s

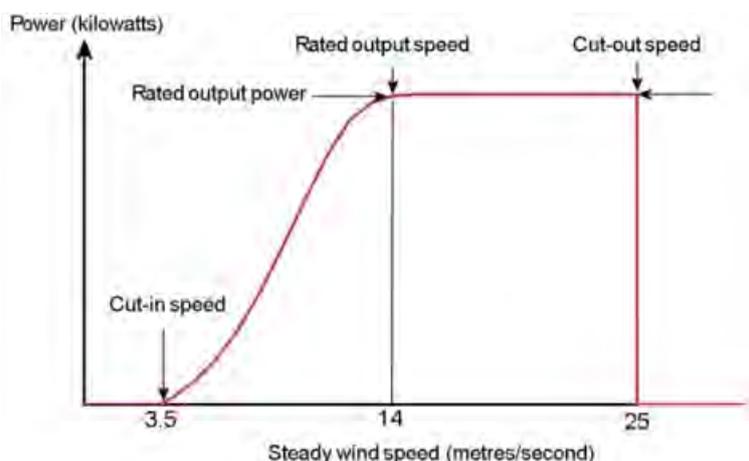
カットアウト風速： 24〜25 m/s

(出典: UK wind power program)

図10.3.2.4　風力発電の出力曲線例

表 10.3.2.5 は、例として風力発電からの出力を示す。風力発電からの平均出力は、各風速の出現頻度と、それに対応する風速の出力を乗じて算出される。下の計算式は、風速 Vi (m/s)における年間平均出力(kWh)を示したものである。

年間発電量(kWh) ＝ $\sum (P_i \times f_i \times 8760\ (h))$

P_i ： Vi (m/s)における出力 (kW)

f_i ： Vi (m/s)における風速出現頻度 (%)

132.87 (kW) × 8760 (hr) × 0.9 = 1,047 MWh/year

表10.3.2.5　風力発電出力の算定

V (m/s)	Power Curve (kW)	Wind Probability (f)	Net kW
0	0	0.885%	0.00
1	0	6.803%	0.00
2	0	12.238%	0.00
3	18	15.383%	2.77
4	55	16.015%	8.81
5	102	14.564%	14.86
6	157	11.847%	18.60
7	255	8.730%	22.26
8	367	5.872%	21.55
9	487	3.622%	17.64
10	595	2.056%	12.23
11	677	1.077%	7.29
12	735	0.521%	3.83
13	779	0.233%	1.82
14	797	0.097%	0.77
15	801	0.037%	0.30
16	788	0.013%	0.10
17	769	0.004%	0.03
18	749	0.001%	0.01
19	733	0.000%	0.00
20	717	0.000%	0.00
21	705	0.000%	0.00
22	701	0.000%	0.00
23	700	0.000%	0.00
24	702	0.000%	0.00
25	0	0.000%	0.00
		100.00%	132.87

(出典: JICA調査団)

D. 実施計画

a. 建設作業エリア

候補地域に自然条件と社会条件を参照して選定された領域が、風力発電システムの建設可能なスペースとなる。単機設置の場合、これらのスペースの中で最も風況の良い地点を選定する。風

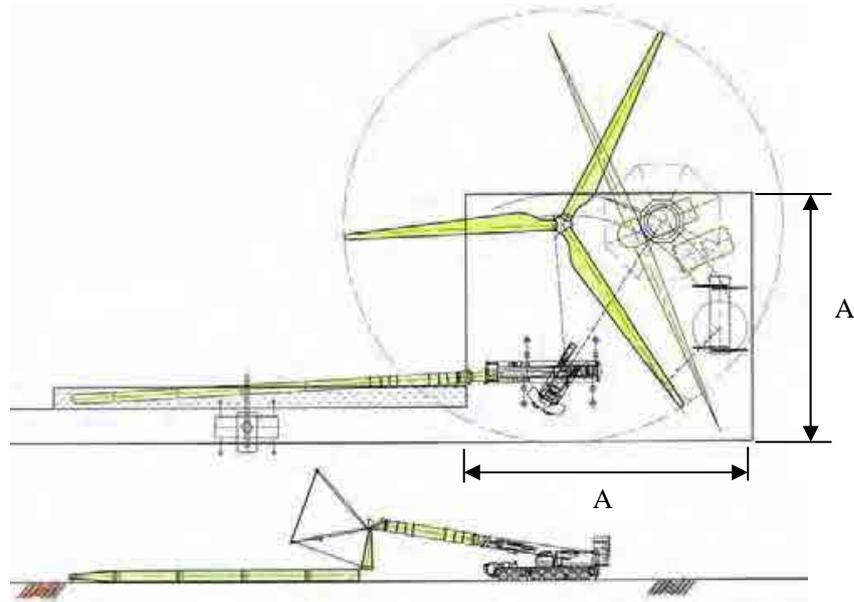
車の据付（地組み）時の占有面積は、およそ以下の程度である。

(出典:風力発電導入ガイドブック/ NEDO)

図**10.3.2.5**　据付時の検討例と占有面積

500 kW Class：　A=50 m×50 m

1,000 kW Class：　A=65 m×65 m

2,000 kW Class：　A=85 m×85 m

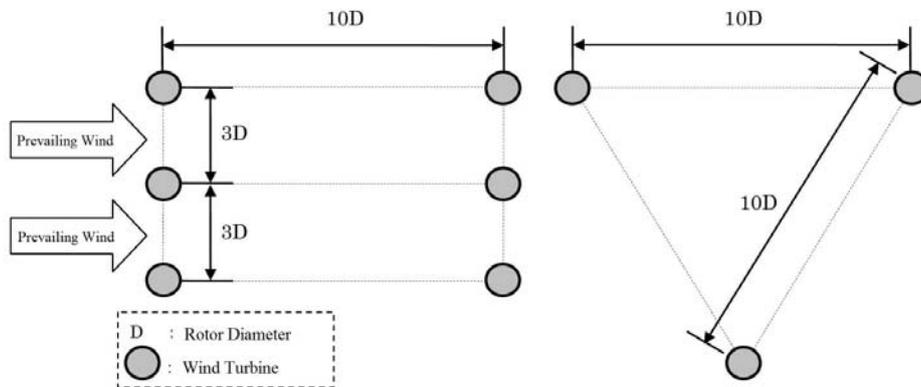
一方、複数台の風車を設置する場合、風車の配置は当該地域の卓越風向を考慮して決定する必要がある。風車の風下に形成される風況の乱れた領域はウェーク領域と呼ばれ、この領域に風車を設置した場合、エネルギー取得量は大きく減少する。ウェーク領域は風向と直角方向に 3D（D：ロータ直径）、風下方向に約 10D 程度であることが、実験や実測により確かめられている。したがって、複数台の風車設置を対象とするときには、これらのウェーク領域に設置地点が入らないようにすべきである。具体的な配置例としては、図 10.3.2.6 に示すように、卓越方向が顕著に出現する地域では 10D×3D、顕著な卓越方向が出現しない地域では 10D×10D の風車間隔を目安とすればよい。

(出典:風力発電導入ガイドブック/ NEDO)

図**10.3.2.6**　風車の配置方法（複数台設置の場合）

b. 重機

風力発電の基礎工事、組立、据付、設置、配線工事および造成工事は工期内に支障なく終える必要がある。そのためには、安全に工事が行なわれるように工事計画、工事工程表を立案・設定する必要がある。工事の実施にあたっては次のことに留意しなければならない。風力発電設備の据付工事には、搬入用のトレーラ車やタワー据付用の大型クレーン車等が必要とされる。このような大型の工事車両の搬出入道路については、道路幅、勾配、カーブ、橋梁の重量制限等を十分に検討する必要がある。風力発電の組立てにはトラッククレーンやクローラクレーンを使用する。しかし、近年はナセルの分割やタワー高さが低い場合に、2,000 kW 級でもトラッククレーンによる組立が可能になった。

複数の風力発電を設置する場合、クローラクレーンの組立解体に時間を要するため、組立てたままで移動したほうが経済的で工程短縮になる場合もある。この場合、クレーン移動の道路幅を広く確保する必要があるため、道路建設費とクレーン費用とのコスト比較が必要になる。同時に、土地開発における制限等許認可条件の確認を行う必要がある。風力発電機の輸送や据付時の工事車両等の諸元を表 10.3.2.6 に示す。

表10.3.2.6 風車設置に必要な重機

	項目	単位	600 kW 級	1,000 kW 級	2,000 kW 級
設備仕様	ナセル重量	ﾄﾝ	35	45	65
	ロータ直径	m	45～50	60	80
	ブレード長さ	m	22～25	30	40
	タワー重量	ﾄﾝ	40～80	80～120	150～250
	タワー長さ	m	35～50	50～70	60～100
工事車両	輸送(ブレード)		ポールトレーラ	ポールトレーラ	ポールトレーラ
	輸送(ナセル)		低床トレーラ	低床トレーラ	低床トレーラ
	据付		50t 補助クレーン	100t 油圧クレーン	120t 油圧クレーン
			200t クレーン	550t 油圧クレーン	650t クローラクレーン

(出典:風力発電導入ガイドブック/ NEDO)

E. 工事計画

風力発電施設を建設するためには、地上でブレードの組立、タワーの組立、トラッククレーンのブーム組立等に整地された土地面積が必要である。風力発電の基礎の完成後は、他の工事とのスケジュール調整を行う必要がある。風力発電の機種によってはブレードを地上で組み立てずに、直接ナセルにブレードを１枚ずつ取付けるものもある。また、特殊なリフトを使用して大型のクレーンを使用しない工法もある。このような場合には、整地する土地面積は小さくなる。

配電盤やキュービクルの据付工事、電気工事、周辺工事等は、作業が同時期に行われることがある。そのため、工事工程の計画段階から各工事についてスケジュール調整が必要となる。

重量物の運搬や吊り上げ作業には、積載や吊り上げ荷重に注意する。また、作業中の風速の変化に特に注意する必要がある。危険な状態での作業は絶対に行わないようにする。作業関係者以外の作

業区域への進入防止対策を施す必要がある。その他、各工事について仕様書で示されている事項についても十分に留意する必要がある。

工事期間は土木工事を開始してから試運転が終了するまで、1 台の風力発電機について約 3 ヶ月程度となる（表 10.3.2.7 参照）。なお、この期間は参考値であり、風力発電の容量や工事工程により異なる。大規模ウィンドファームの場合、例えば 2,000 kW×10 基規模とすると、工事期間としては建設条件に伴い大きく異なるが、通常は 12 ヶ月以上が必要である。

表10.3.2.7　工事工程

番号	風力発電設備工程表		1か月	2か月	3か月	4か月
マイルストン			●着工	●受電		●引渡
1	土木工事	道路・敷地造成工事				
		風車基礎工事				
		発電所構内整備工事				
2	電気工事	高圧受電引込工事				
		配電盤・キュービクル据付工事				
		配線工事・接地工事				
3	風車設備（内陸輸送を含む）	タワー組立・据付				
		ナセル・ローター組立・据付				
		制御装置据付･配線				
4	計測装置	計測装置設置				
5	試験検査	メーカー検査（調整）				
		使用前自主検査				
		試運転				

(出典:風力発電導入ガイドブック / NEDO)

F. 維持管理

a. 維持管理

事業期間を通じて、風力発電機の高い稼働率を確保するためには保守点検が必要不可欠である。これには、毎日の運転監視や、定期および不定期の保守、機器の改造や改修を伴う保守が必要である。運転監視は日常点検と合わせ早期の不具合発見に寄与する。保守、補修契約では機器の安定・安全運転を目的とする。風力発電は、停止後に速やかな復旧を行うことが稼働率を高く維持する為に必要である。一般的にはメンテナンスは定期点検を、サービスは不定期に発生した故障と障害等の原因調査と復旧業務を意味している。

これら運転・保守に関する契約は事業者が機種選定する際、経済性評価をする上で重要な要素であることを認識し、十分な検討を行うべきである。また、各業務の契約に際しては専門性の高い作業であることを考慮し、納入メーカ又はメンテナンス専門会社等と表 10.3.2.8 に示す点を考慮、注意して交渉を実施することが望ましい。

表10.3.2.8　維持管理項目

項　目	考慮、注意すべき点
運転監視契約	・監視が必要な項目、内容、報告事項、頻度の明確化 ・監視員に必要となる資格、条件等の明確化 ・監視員の職務、勤務条件、監視範囲の明確化 ・遠方、直接など監視方法の明確化 ・緊急時対応体制および監視員が行う一次対応、復旧対応内容の明確化 ・事業者に対する定期報告：間隔（週・月・年等）、項目、報告方法、 データ開示範囲の確認
保守契約（定期点検）	・対象設備範囲（風車本体、電気設備、付帯設備）、実施内容、点検間隔、 費用、必要な助勢の有無、旅費、移動手段と費用負担の明確化 ・ 作業完了条件の明確化 ・点検部分に対するメンテナンス契約上の保証条件 ・サービス員、機材等をアクセス可能とするための道路確保とその責任分担 確認 ・契約の解除、更新条件の明確化 ・メンテナンス契約者が機器供給会社と異なる場合、期間費用負担、保証条 件、瑕疵担保範囲と条件、予備品・消耗品の納入可否・期間等の明確化
保守契約（不定期点検）	・サービス作業の対象範囲（製品、作業、運搬等）、実施内容、実施時期、 費用、必要な助勢の有無、保証内容等の明確化 ・大型機器不具合発生時の重機手配、 通行、 部品調達を考慮した補修期間の 設定 ・サービス実施の手順（誰の要請で、いつまでに、誰が、何を） ・故障対応時のサービス員、機材等をアクセス可能とするための道路確保と その責任分担確認
補修契約（改造、改修）	・改造、改修の目的、効果、期間、費用の明確化 ・改造、改修結果に対する保証範囲、期間、内容の明確化 ・改造、改修に伴う重機等アクセス路確保要否とその責任分担の明確化 ・改造、改修が機器供給会社と異なる場合、機器供給会社の保証範囲、条件 の変更要否明確化 ・改造、改修が機器供給会社と異なる場合、事業者からの情報開示条件、範 囲の明確化
部品	・消耗品、交換部品、交換周期、価格等の明確化 ・事業者保管予備品、消耗品の陳腐化、モデルチェンジ等に対する補充・交 換の要否、 費用負担の明確化
治具、工具	・事業者側準備品の供給範囲、費用、補償等の明確化 ・業者側準備品の範囲、費用（損料）の明確化 ・特殊治工具の有無、購入可否、費用、使用方法等の明確化
アクセス権	・事業者から運転監視、メンテナンス、サービス業者への風力発電システム アクセス権の開示
トレーニング	・機器供給会社から事業者の教育：内容、期間と操作限界の明確化 ・一次対応のための事業者側技術者へのトレーニング内容と費用の負担 ・事業者から運転監視会社への教育：内容、期間と操作限界の明確化 ・事業者からメンテナンス会社への教育： 内容と操作範囲の明確化 ・事業者からサービス会社への教育： 内容と操作範囲の明確化
債務の制限	・供給者が事業者の同意なく機器を改造、交換した場合：生じた不具合に対 する供給者の責任と費用負担 ・事業者が供給者の同意なく改変した場合：生じた不具合に対する事業者の 責任と費用負担 ・メンテナンス契約解除、損害補償請求内容の明示

(出典:風力発電導入ガイドブック/ NEDO)

風力発電機は機械的可動部分が多く、潤滑油の補給や消耗品の交換等定期的な点検が必要である。風力発電業者は、機械的・電気的点検を実施し稼働率を向上させる目的でメンテナンス・サービス

業者と保守契約（包括契約等）を結び実施する。定期点検はメーカにより異なるが、年に 4 回（目視点検、給脂点検、機械点検、電気点検で内訳は表 10.3.2.9 参照）実施するのがメーカ推奨案である。点検費用は 2,000 kW/台あたり年間 400 万円程度である。

点検内容としては、ケーブル・ブレード・タワー等の目視点検、潤滑油補給、端子接続･ボルト弛み・ブレーキシステムの点検等である。定期的にブレーキユニット、ギヤボックス・油圧ブレーキ用オイル等を交換する必要がある。

表10.3.2.9 定期点検項目・点検内容（例）

点検項 目	点 検 内 容
目視点検 （4 回/年)	・ 各部を外観で確認 （変色、異臭、異常音、変形、亀裂等の有無）
	・ 発錆等の点検
	・ 雨水浸入の有無
	・ 各部照明器具の点検
給脂点検 （2 回/年)	・ 各ベアリング部のグリース缶交換
	・ 各ベアリング部およびナセル旋回部のグリース補給
	・ ヨーギヤボックスの油量の確認
	・ ピッチギヤボ ックス、油圧ブレーキユニットの油量の確認
機械点検 （1 回/年)	・ タワー基礎ボルトの締付け、タワー基礎部外観の異常の有無
	・ ブレードボルトの締付け確認
	・ ブレード、タワー基礎以外のボルトの締付け確認
	・ ヨーギヤボックスのオイル交換
	・ ピッチギヤボ ックスのオイル交換
	・ 油圧ブレーキユニットのオイル交換
電気点検 （1 回/年)	・ 風車各部のセンサ ・スイッチ類の点検および調整
	・ 主回路接続部の弛みの確認
	・ 風車各部の設定値（パラメータ）の確認
	・ 各部の動作試験
	・ 保護装置試験

(出典:風力発電導入ガイドブック/ NEDO)

G. 中央アメリカにおける他国事例 (コスタリカ)

中央アメリカでは、コスタリカで風力の開発が実施されている。現在までに、国内に約 63 MW の総設備容量となる風力発電施設が建設されている。2011 年 9 月に、サン・ホセ州のロス・サントスにおいて総設備容量が 12.8 MW となるウィンドファームの据付工事が完了した。建設の準備段階で、港湾から風力発電の建設候補場所への輸送の確認が行われた。据付段階において、風力発電の基礎工事は､コスタリカの企業によって実施された｡据付工事には､275 トンのクレーン車が利用された。GAMESA（スペイン企業）製の風力発電（設備容量 850 kW）が 15 基導入されている。タワー高さは 52 メートルであり、ロータ直径は 44.55 メートルである。表 10.3.2.10 に、プロジェクト費用を示す。コスタリカ国で実施された当該風力プロジェクトの kW 単価は、1,975 US$/kW である。

表10.3.2.10 コスタリカ国のウィンドファーム

<table>
<tr><th>No.</th><th>PROJECT NAME</th><th>LOCATION</th><th>POTENTIAL (MW)</th><th>INVESTMENT (US$)</th></tr>
<tr><td>1</td><td>GUANACASTE 1ST STAGE</td><td>GUANACASTE PROVINCE</td><td>25</td><td rowspan="2">$88,000,000.00</td></tr>
<tr><td>2</td><td>GUANACASTE 2nd STAGE</td><td>GUANACASTE PROVINCE</td><td>25</td></tr>
<tr><td>3</td><td>VALLE CENTRAL</td><td>Los Santos, San José</td><td>12.8</td><td>$36,000,000.00</td></tr>
<tr><td colspan="4">TOTAL</td><td>62.8</td><td>$124,000,000.00</td></tr>
</table>

(出典: コスタリカ電力公社（ICE）の電源拡張計画に基づいてJICA調査団作成)

10.3.2.4 マスタープラン

本調査では、風力発電に関するマスタープランとして 2012～2026 年の開発計画を立案することが必要とされている。しかし、風力開発に関しては、CEL による開発計画が存在するだけである。以下の開発計画は、CNE からの情報を基に 2012 年から 2026 年の開発計画をまとめたものである。CEL の風力発電の開発計画は、今後は必要に応じて見直しが行われる。したがって、風力発電の開発計画は、数年毎に更新を行うことが必要である。CNE は CEL や他の関係機関と調整をとり、マスタープランを更新する必要がある。

表10.3.2.11 風力発電の開発計画

Year	Capacity (MW)	Power Production (MWh/year)
2012 to 2016	10	21.9
2017 to 2021	20	43.8
2022 to 2026	30	65.7

(出典: JICA調査団)

10.3.2.5 マスタープラン実施に向けた提言

A. 本調査で、風況観測装置の据付が最重要課題の一つであることが判明した。図7.1.5および表7.1.5に示されている風況ポテンシャルの大きい地域における風況観測が提案される。

B. 風況観測のデータ回収、分析および評価を行う専門家および組織の能力の強化が必要。

C. 電気工事に関する技術基準は存在するが、風力発電の意図しない単独運転に関する規制を設ける必要がある。

D. 電力系統の周波数変動が大きくならないように、系統連系する風力発電容量の規制について検討する必要がある。

E. 風力発電の維持管理、風況観測および系統連系のシュミュレーション等に関して、人材育成の一つとしてエルサルバドル国に技術移転する必要がある。

F. 風力開発地点について、風力ポテンシャルの面からだけではなく、既設電力系統までの距離、アクセスおよび近接する家屋までの距離等の諸条件を含めて検討する必要がある。

10.3.3 太陽光発電

エルサルバドル国においては、本格的な系統接続型の太陽光発電の導入実績はまだない。将来の導入に向けて、本章では、エルサルバドル国におけるポテンシャルと系統連携型の太陽光発電のシステム構造を概説した上で、現地調査の目的と確認項目、一般的な機材の仕様、各機材の基礎設計における検討項目、維持管理の目的と点検項目を説明している。さらに入札から発電開始までの一般的な作業工程と、日本とエルサルバドル国における建設費用の目安を示している。そして CNE からの情報を基に 2026 年までのマスタープランを提示した。

なお、屋根置き型の太陽光発電設備に関しては、7 章に記述している。

10.3.3.1 ポテンシャル地域の選択

エルサルバドル全土を対象とした日射量マップに関しては､SWERA で作成されたものを 4 章で説明している。エルサルバドル国の日射量は、特に中部地域において高い値を示している。

10.3.3.2 併入可能容量

風力発電と太陽光発電の導入可能容量について 10.3.2.2 で検討を行っている。太陽光発電による出力は、気象条件に従い大きな変動がある。本調査では、既存電力系統と連系可能な風力および太陽光発電の許容量を、東北電力による代数的方法を用いて算出した。その結果、系統連系の最大許容量は太陽光と風力の合計で 60 MW と推定された。この値は、2010 年における月別電力需要の最大値が最も低い月の需要の約 7%に相当する。

ただし、将来の電力需要の向上と導入される技術の選択に従い、最大許容量は増大する可能性がある。そのため、今後、集中型の大規模な風力または太陽光発電システムを系統連系する際には、風力および太陽光発電の最大許容量を再検討する必要がある。

10.3.3.3 技術面の検討

A. 準備計画

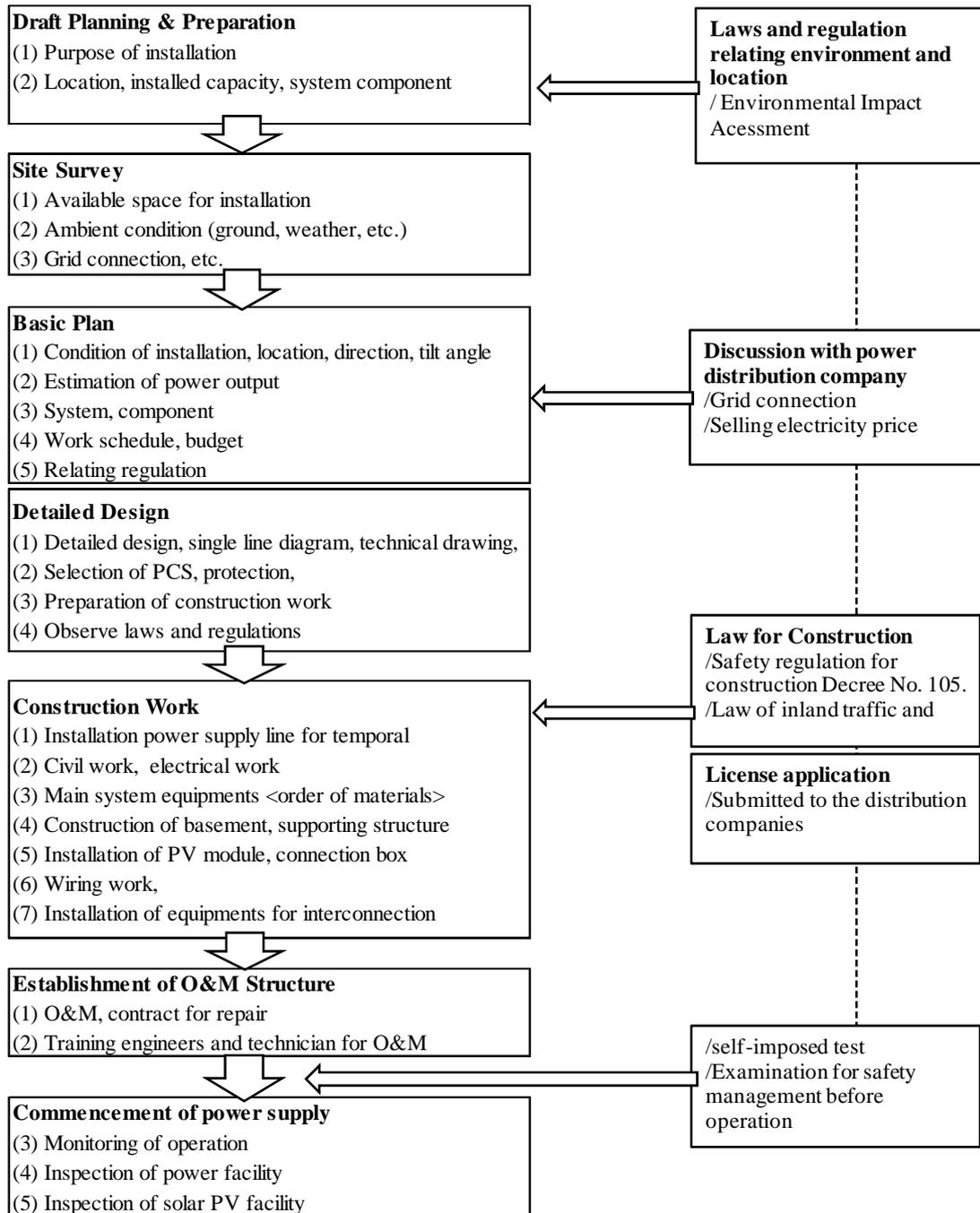
太陽光発電の導入準備は、10.3.2.2 に示されているものと同様の内容である。図 10.3.3.1 は、プロジェクト実施段階のワークフローを示している。プロジェクト初期段階では、太陽光発電の導入に関する概念計画と基礎設計について検討を行う。この結果に基づいて、基礎設計および実施計画の準備が行われる。そして準備された計画に基づいて、太陽光発電の建設が行われる。その後、確認試験が行われる。全てのプロジェクト実施段階が終了した後で、電力系統に電力が供給される。

(出典: JICA調査団)

図10.3.3.1　太陽光発電導入のプロセス

B. 太陽光発電ポテンシャル評価

a. 日射量の評価

エルサルバドル全土を対象とした日射量マップは、SWERA プロジェクトで作成されている。また、国内の数地点で日射量の観測が行われている。気象データは SNET (Servicio Nacional de Estudios Territoriales)で入手可能である。日射量、外気温およびその他データは、地上気象データおよび太陽エネルギーに関する NASA のウェブサイト(http://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/sse.cgi)で入手することが出来る。計画地近隣の日射量データを入手することが出来ない場合は、NASA の情報を参照することが出来る。表 10.3.3.1 に、SWERA プロジェクトで集計された日射量のデータを示す。

表10.3.3.1　エルサルバドル国の日射量データ

Monitoring Station	Monitoring Period	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
Los Planes de Montecristo	1980-1983	5.2	5.0	4.5	3.6	4.1	5.2	4.7	3.8	4.4	4.6	4.6	3.6	4.9
Chalatenango	1984-1987, 1989-2000, 2002	5.0	5.6	5.3	5.1	5.0	5.5	5.5	4.8	4.7	4.3	4.3	4.3	4.6
Nueva Concepción	1980-1984, 1986	5.4	5.7	5.5	5.2	5.2	5.4	5.4	5.0	4.9	4.7	4.6	4.6	4.9
Ahuachapán	1980-1 984	5.4	5.7	5.5	5.0	4.7	5.2	5.0	4.3	4.5	4.6	4.5	4.3	5.0
La Unión	1980, 1985	5.1	5.4	5.3	4.8	5.0	5.3	5.2	4.8	4.7	4.5	4.4	4.4	4.7
Estación Matriz	1980-1984	5.6	6.2	5.9	5.2	5.3	5.9	5.6	4.9	4.8	5.0	4.8	4.8	5.1
San Salvador	1983, 1984, 1985, 1986, 1987	5.4	5.7	5.4	4.9	5.0	5.5	5.2	4.6	4.8	4.8	4.8	4.6	4.9
Beneficio La Carrera	1980, 1983, 1984	5.4	5.5	5.2	4.8	4.8	5.4	5.4	5.0	4.8	4.8	4.7	4.7	4.9
Apastepeque	1980	5.2	5.3	5.1	4.8	4.7	5.1	5.1	4.6	4.5	4.6	4.4	4.4	4.6
La Galera	1980-1982	4.9	5.1	4.8	4.1	4.0	4.5	4.3	3.5	3.7	3.7	3.9	3.5	4.4

(出典: SWERA)

C. システム構造

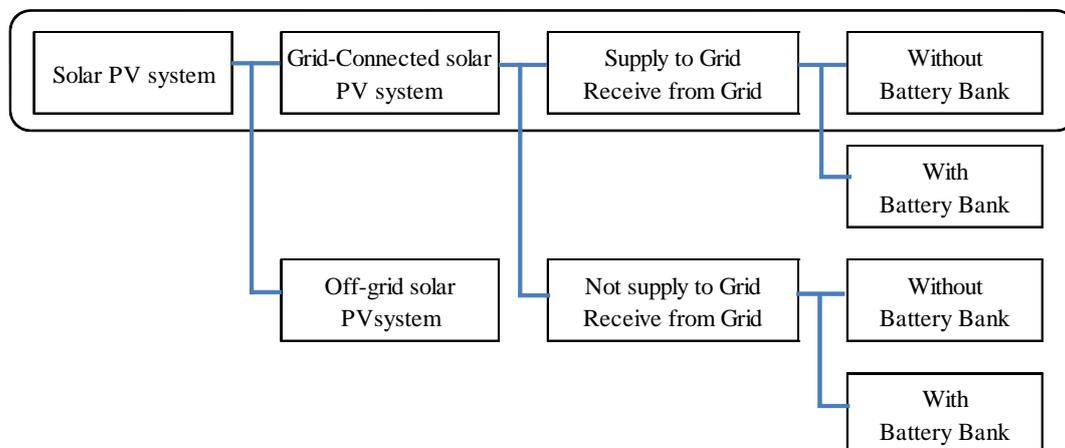
太陽光発電システムには、大きく 2 つのタイプに分類することが出来る。一つは、系統連系システムであり、もう一つはオフグリッドのシステムである。一般的に、数百 kW 以上の蓄電設備のない大規模な太陽光発電システムが、集中型太陽光発電システムとして活用される。電力供給を系統連系点において制御する場合、あるいは太陽光発電システムを災害時に活用できるように導入する場合、発生する電力は一時的に充電され、系統側で電力が必要な期間に電源として放電される。

(出典: JICA調査団)

図10.3.3.2　系統連系の太陽光発電システム

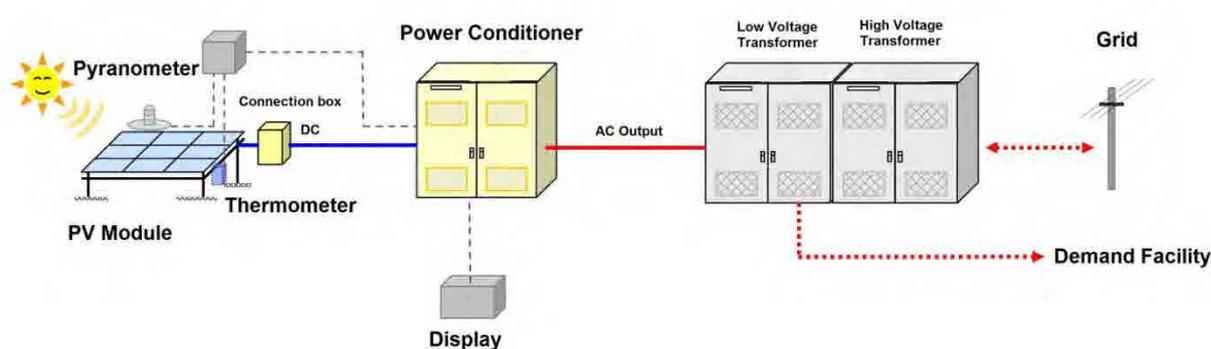
太陽光発電システムの基礎動作として、PV モジュールにおいて直流電源を発生し、中継箱を通して直流電源を接続箱に集め、PCS（Power Conditioning System）に供給する。PCS は、集めた低圧の直流を交流に変換する。大規模な太陽光発電システムでは、変圧器により高圧の交流に変換し、系統に電力を供給する。これら運転管理と放電のために蓄電池は主回路に接続されなければならない。

(出典: JICA調査団)

図10.3.3.3　系統連系太陽光発電システムの例

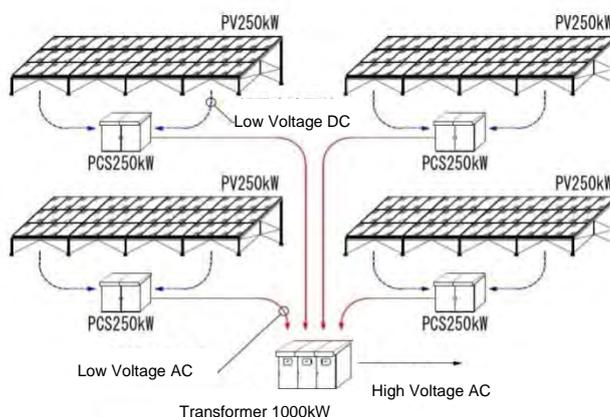
一般的に、PCS からの出力電圧は低く、210 V または 420 V の場合が多い。大容量の太陽光発電システムでは、出力損失を減らすために PCS の位置を検討する必要がある。PCS は、大別すると 2 種類のレイアウトがある。一つは分散配置方式であり、もう一つは集中配置方式である。図 10.3.3.4 および図 10.3.3.5 に、総設備容量が 1 MW となる太陽光発電システムのレイアウト例を示す。大規模太陽光発電所では、一般的に 250 kW の単機容量が多く使用されている。理由として経済性に優れ、実績が多く種類も豊富な点が上げられる。PCS の分散配置方式では、変圧器は複数の PCS の中心、あるいは維持管理が容易な場所に設置される。PCS の集中配置方式では、変圧器は AC 配電線の距離を減らすために、PCS の近くに設置される。製造会社が PCS とトランスの両方で構成されるユニットを生産すれば、効率を改善することができる。

(出典: Guideline for introduction of large scale solar PV system: NEDO)

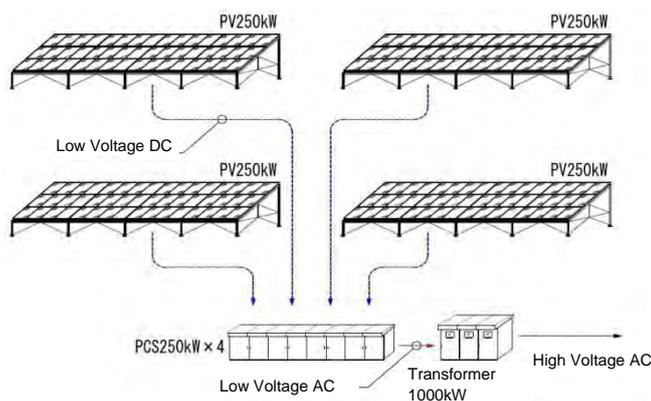
図10.3.3.4　分散方式のPCSレイアウト

(出典: Guideline for introduction of large scale solar PV system: NEDO)

図10.3.3.5　集中方式のPCSレイアウト

ほとんどの大容量系統連系型の太陽光発電システムは、電力会社または独立発電事業者（IPP）により管理される発電所として建設される。システムは、基本的に複数の PV アレイ、中継箱、集電箱と複数の PCS で構成される。連系する商業電力系統に対する電圧や周波数等の影響を減らすために蓄電池を備えているシステムもある。遠隔モニターや制御装置は、維持管理の効率を向上させるために運転員の制御室に取り付けられる。

D. 現地調査

a. 影の影響

影が PV モジュール上にあるときに、太陽光発電からの発電量は減少する。現地視察では、近隣建物、樹木、山陰、煙突・電柱・鉄塔・看板等の影等の確認が必要である。また、稀に局所的な影によってホットスポットと呼ばれる局所発熱現象も起こりうる。従って影のかからない場所に太陽電池モジュールを設置する事が大切な基本事項である。その際、樹木は成長する事、近隣に建物の新築工事等によって変わる事も勘案した上で調査する。また、落ち葉、砂塵、火山灰等の堆積物、鳥の糞や油性の排煙等も受光障害となりうるので、可能性について検討する。

b. その他（塩害や雷等）

沿岸地域では、計画地域での塩害やさび・腐食の発生状況を調べる必要がある。これらは、太陽光発電システムの架台のような金属部分を設計するために有効なデータとなる。

雷は誘導雷と直撃雷に区分される。太陽光発電システムが開けた場所に設置される場合、適当な避雷針を設置しなければならない。避雷素子を中継箱の DC 側に取り付けて対策とする。また、一般的に AC 側に過電圧保護装置を設置する。

太陽光発電システムの架台を設計するために、現地で最大風速や過去におけるハリケーンの損害について調査することが重要である。表 10.3.3.2 に、エルサルバドル国における瞬間最大風速記録を示す。太陽光発電システムの架台は表 10.3.3.2 に示される風速を考慮して設計されなければならない。

表10.3.3.2　瞬間最大風速記録

Municipality	Year	Maximum Wind Speed (m/s)
OZATLAN	1938	19.4
BERLIN	1969	16.7
SAN PEDRO NONUALCO	1969	16.7
SANTIAGO DE MARIA	1969	16.7
TECAPAN	1969	16.7
JUAYUA	1970	19.4
AHUACHAPAN	1979	19.4
SANTA ANA	1979	19.4
CALIFORNIA	2002	16.7
APANECA	2006	21.1
COLON	2006	21.1
NAHUIZALCO	2006	21.1
NUEVA SAN SALVADOR	2006	21.1
SAN IGNACIO	2006	22.2
SAN SALVADOR	2006	21.1

(出典：MARN提供データを基に調査団作成)

地上据付の場合には、地盤状況として、地耐力や雨水による沈降を避けるための排水状況等の調査が必要である。

c. 据付に必要な土地面積

太陽光発電システムの設備容量は、利用可能な土地面積とプロジェクト予算で決定される。一般には、システム設計にもよるが、必要な土地面積は 1 kW につき約 10～15 m^2 とされている。その上で、変圧器、PCS およびその他機器を据付けるために必要なスペースを考慮する必要がある。

d. 負荷

需要者側の電力消費パターンは、系統連系型の太陽光発電システムの容量を決定するための重要な要素ではない。太陽光発電からの発電量が消費者の需要より小さい時、必要な電力は系統から補充して供給される。一方で、太陽光発電からの発電量が需要より大きい時、余剰電力は系統に供給される。さらに、負荷においてノイズが発生している施設がある時、太陽光発電システムの影響と対策を検査する必要がある。

E.機材計画

エルサルバドル国では、国際規格として NEC が電気機器に適用されている。しかし一般的に、先進国が実施する国際援助事業では、特定の技術レベルにある他の規格を適用することも可能である。

a. 太陽光発電の機器

入札書類を準備するためには、技術資料を指定する必要がある。表 10.3.3.3 に、太陽光発電システムの仕様を表す。括弧内は、1 MW の太陽光発電システムを想定した参考値である。

表10.3.3.3　 必要機材リスト

機材	項目	項目	数量	単位
PV system	1) PV Module	a) Type：(Silicon Crystal) b) Module capacity：(180Wp and over) c) Maximum power：(＊180W) d) Maximum power voltage：(＊23.7V) e) Maximum power current：(＊7.6A) f) Open circuit voltage：(＊30V) g) Short circuit current：(＊8.4A) h) Total array capacity：(1MW and over)	1	set
	2) Support structure for PV module	a) Type：Support structure for PV module b) Material：(SS400 hot dip galvanizing) c) Configuration：(Base channel, Truss)	1	set
	3) Connection Box	a) Configuration：(Outdoor, hanging type) b) Material：(SPC steel sheet) c) PV input voltage：(＊DC800V) d) PV input current：(＊12A/circuit) e) Input circuit：(＊Max. 4 circuits) f) Output circuit：(1 circuit) g) Contained equipments：(cable breaker, circuit breaker, lightning surge protection)	1	set
	4) Power conditioner	a) Configuration：(Indoor, independent type) b) Main circuit type：(self-exciting voltage type) c) Switching type：(High frequency PWM) d) Insulation type：(Insulation transformer) e) Cooling：(forced air cooling) f) Rated power output : (1.2 MW and over (total)) g) Rated input voltage: (＊DC600V) h) Maximum input voltage: (＊DC900V) i) Input voltage operating range: (＊DC420V～850V) g) Maximum power point tracking range: (＊DC500V～700V) h) Type of output power: (＊3 phase3 line, 3 phase 4 line) g) Rated output voltage: (＊AC400V or 230V) h) AC output current distortion factor: (total harmonic distortion 5% and under, each harmonic distortion 3% and under) i) Power control type：(Maximum power point	*1	set

機材	項目	項目	数量	単位
		tracking) j) Efficiency：(＊90% and over) k) Function : (Automatic voltage adjustment, in-out current regulation, output regulation, soft start) l) Grid-connection protection function: (UVR, OVR, UFR, OFR, islanding operation prevention (passive, active detection), prevent power supply after recovery) m) Communication : (condition・accident・monitoring signal（RS485))		
	5) Outdoor transformer	1)Rated power output : (1000 kVA and over in total) 2)Primary /secondary voltage : (13.2kV, 23kV, 46kV/230V, 400V), 3 phases 4 lines, 60Hz 3) Particular specification Outdoor, Oil self cooling type, Wiring : Δ-Y, neutral ground, Total load capacity tap ±2.5%, ±5%	1	set
	6) Load distribution board	1)Configuration : (indoor-hanging or autonomous) 2)Material：(SPHC steel sheet) 3)In-out circuit: (input 1 circuit, output : *10circuits) Contained equipments : (Molded case circuit breaker (MCCB))	1	set
	7) Monitoring display	1)Configuration : (outdoor-hanging or self standing) 2)Material：(SPHC steel sheet) 3)Display data : (power output/day（kWh), instantaneous power potential（kW), irradiation (kWh/m^2）) 4)Size：(＊W800×L600×H60)	1	set
	8) Data management and monitoring system	1) Pyranometer： (ISO9060, Second Class 6～8mV/(kW/m^2)) 2) Thermometer：(resistance temperature sensor Pt100Ω, 4 lines type,-50^{o}C～+100^{o}C) 3) Data logger a)Configuration：(Outdoor hanging type) b)Material：(SPHC steel sheet) c)Input signal : (irradiation (0 to10mV）,Thermometer（Pt100Ω）) d)Output signal：(4～20ｍA) e)Power source：(AC120V, Battery & Charger (DC48V)) f)Contained equipments : (Pyranometer converter T/D, thermometer T/D, power T/D, potential T/D（selling, buying electricity）) 4) Monitoring equipments (indoor) a)Data monitoring： (monitoring cycle：6 seconds, Collected data :	1	set

機材	項目	項目	数量	単位
		irradiation, temperature, power output) b)Equipments：(PC, signal converter, UPS) c)Software：(display of instantaneous value, figure, form, condition of PC, accident, others)		
	9) Control House	1)＊Size：(W2,400×L7,200×H2,460) 2)Accessory：(door, light, air conditioner, dial thermometer （with contact point）) 3)Contained equipments：(Power conditioner, load distribution board, Monitoring board)	1	set
Construction materials	1) Cable 2) Grounding, etc.	1)Cable : (22 kV-CV-60sqmm-1core, 600V-CV500, 5.5, 2sqmm, 600V-CVVS-2.0sqmm) 2)Others: (Grounding terminal, PE piping materials)	1	set

＊: reference value, applied manufactures standards

(出典: JICA調査団)

b. 太陽光発電システムの基礎設計

太陽光発電システムの基礎設計における検討項目を以下に示す。

PV モジュール (アレイ)

- PV アレイは、PV モジュールの連鎖した集まりである。総容量と PV モジュールのタイプを決定する。

PV モジュールの架台構造 / 接続箱

- 配線工事を含めた PV モジュールの架台と接続箱の建設コストは、総費用の 20%になる。
- 架台構造は 30 m/s の風速に耐えなければならない。また、PV の配置は、限定された土地面積で効果的に日射量を活用できるように決定する。
- PV モジュールの角度は、エルサルバドル国では約 15 度である。PV モジュールは、モジュール面上に影が落ちるのを避けるために、より高所に設置されなければならない。PV モジュールの設置高さは、最大で地上高約 3 m である。影の影響を避けるために PV 配列の間で、約 6 m の空間を考慮する必要がある。
- 架台の基礎は、PV モジュールの組み合わせ次第である。およそ 1 kWp となる 180 Wp モジュール 6 枚を支持する架台にかかる鉛直荷重は約 160 kg である。したがって、コンクリート基礎が、PV アレイを支持するために必要である。
- 接続箱は、配電線のためのブレーカー、入力回路スイッチ、出力回路スイッチ、逆流防止ダイオードと避雷設備等から構成される。
- 接続箱は、複数の太陽電池モジュールの接続を行い、故障・点検等の際に回路の分離を行うものである。接続箱は、配線用遮断器、入力回路開閉器、出力回路開閉器、逆流防止ダイオード、誘導雷保護器等で構成される。直流回路毎に、逆流防止ダイオード誘導雷保護器を設ける。

パワー・コンディショナー（系統連系保護装置内蔵）

- パワー・コンデショナーは太陽電池で発電した直流電力を交流電力に変換し、負荷に給電する装置であり、インバータ及び系統連系装置等で構成されている。
- パワー・コンデショナーの機能として電力変換機能、太陽電池の制御・保護機能、系統連系機能等がある。主な機能を以下に示す。なお、太陽光発電との系統連系は逆潮流ありで単独運転はないものとする。
  - 出力電圧精度（自立運転時）： AC 400 V±10％
  - 出力周波数精度（自立運転時）： ±0.2 Hz
  - 出力周波数精度（系統連系運転時）：±1Hz (設定可能範囲)
  - 交流出力電圧歪率 （自立運転時）：総合5%以下(線形定格負荷接続時)
  - 交流出力電流歪率 （自立運転時）：総合電流5%以下(定格出力時)
  - 各次調波3%以下(定格出力時)
  - 出力力率（系統連系運転時）：0.85以上（電圧上昇防止等で止を得ない場合を除く）
  - 総合効率 ： 90%以上(設定可能範囲)
  - 出力電圧不平衡比（自立運転時）： 10%以下
  - 系統連系保護機能 ： 電圧・周波数監視機能
  - 最大出力追従制御機能
  - 単独運転防止機能
  - 自動電圧調整機能
  - 直流分流出保護機能（絶縁変圧器）
  - 直流地絡検出機能
  - UVR,OVR,UFR, OFR、単独運転保護機能(受動、能動検出）復電後の投入防止

屋外変圧器

- 屋外変圧器はパワー・コンデショナーの交流出力電圧を系統の高圧側に交流電圧変換し、負荷に電力を給電する装置である。
- SIGET の基準 ”No.65-E-2010”によると、変圧器は密閉されていなければならない。変圧器の（1,000 kVA）のコード番号を以下に示す。

  TT021- 3phase, 1,000 kVA, 23 kV

  TT022- 3phase, 1,000 kVA, 13.2 kV

  TT023- 3phase, 1,000 kVA, 46 kV
- 主な仕様を以下に示す。

  形式：屋外油入変圧器

定格出力：1,000 kVA 以上

一次電圧 / 二次電圧：13.2 kV、23 kV、46 kV/230 V、400 V、3 相 4 線、60 Hz

特記仕様: 屋外、油自冷、結線：Δ-Y、中性点設置

負荷分電盤

負荷分電盤は太陽光発電所内の電力の給電を受ける。使用負荷は制御室のエアコン、照明、データロガーおよびモニターの電源等である。設備容量は約 5～10 kW 程度である。負荷分電盤は鋼板製とし筐体表面には電源表示灯及び各負荷には遮断器（MCCB）を設置するものとする。

表示装置

表示装置は、太陽光発電のショーケース効果を高めるために用いられる。表示装置は、以下の項目を表示する。また、契約主体者により追加項目の表示も可能である。

・発電量/日（kWh/day）
・瞬時発電電力（kW）
・日射量(kWh/m²)
・CO_2排出削減量（kg-C）

データ管理・モニタリング「システム

太陽光発電装置の性能を評価するために、データ管理・モニタリングシステムを制御室内に設ける。

・ 日射量および外気温の測定仕様
  ・ 日射量計：ISO9060/2nd Class相当、入力信号：日射量(0～10mV）
  ・ 気温計：Pt100Ω相当品

c. モニタリングデータ

運転データ

計測表示項目は以下によるほか、メーカーの標準仕様とする。

・ 太陽電池出力電圧（V）
・ 太陽電池出力電流（A）
・ インバータ出力電圧（V）
・ インバータ出力電流（A）
・ インバータ出力電力（kW）
・ インバータ出力電力量（kWh）
・ インバータ運転状態
・ 系統連系正常

故障表示項目

・ 系統連系異常（系統連系保護装置動作）
・ インバータ故障

- インバータ内保護装置動作
- 負荷分電盤配線用遮断器トリップ

データ記録装置

太陽電池発電量、買電電力量、CO_2 削減量を計測および演算を行い電子データとして記録（時間、日、月、年）する。

表10.3.3.4 太陽光発電信号リスト

No.	Name of Signal	Kind of Signal	Q'ty	Output/ Input
1	Power Conditioner”ON"	Digital	1	Output
2	Power Conditioner”OFF"	Digital	1	Output
3	Protection Relay”Normal”(UV,OV,UF,OF,Isolation）	Digital	1	Output
4	ProtectionRelay“Abnormal(UV,OV,UF,OF,Isolation）"	Digital	1	Output
5	Representative Power Conditioner”Alarm"	Digital	1	Output
6	PC Input Current(DC)	Digital	1	Output
7	PC Input Voltage(DC)	Digital	1	Output
8	PC Input Power(kW)	Digital	1	Output
9	PC Output Current(AC)	Digital	1	Output
10	PC Output Voltage(AC)	Digital	1	Output
11	PV System Temperature	Digital	1	Output
12	PV System Irradiation	Digital	1	Output
13	Temperature High Alarm in Control House	Digital	1	Output

(Note: Above mentioned signals will be monitoring per each power conditioner.)
(出典: JICA調査団)

制御室

コンテナ内部に、パワー・コンディショナー、負荷用分電盤、データ管理・監視システムを収納する。また、ドア、空調設備、ダイヤル温度計(接点付)、照明設備を備え、予備品であるパワー・コンディショナー等を設置する。

E. 維持管理

現在､系統連系型の太陽光発電システムは､エルサルバドル国内にまだあまり広く普及していない｡円滑に事業を進めるために、以下に示すように、太陽光発電システムに関する技術情報、技術資料および人的資源を導入することが不可欠である。

- O&M と修理に取り組む技術者の不足。
- O&M エンジニアのためのトレーニングに関するマニュアルの不足。

適正な維持管理システムは、プロジェクトの持続性を確保するために不可欠である。従って、システムを所有する企業は、日常・定期点検を実施するスタッフから提出される維持管理報告書を参照

し、活動内容を確認する必要がある。さらに、発電および CO_2 排出削減量を分析するためにデータを集積する必要がある。集められたデータは、SIGET によってまとめられる。

太陽光発電システムの持続可能な利用のために適正な維持管理技術を移転する必要がある。現地で太陽光発電システムの故障部分の修理および交換が出来ることが望ましい。そのため、維持管理技術に加えて故障・修理対応の技術も移転されなければならない。表 10.3.3.5 に、太陽光発電を運営する会社の技術スタッフによって実施される日常点検項目を示す。基本的には、太陽光発電システムは自動的に運転されるため、複雑な維持管理を日常的に実施する必要はない。しかし、日常点検は欠陥部品を早期発見するために重要である。さらに、発電効率を維持して出来るだけ多くの発電量を得るためにも重要である。

その上、システム構成部の盗難や故意の器物損壊等により引き起こされる損害に対しても、頻繁な点検によって防止することができる。配電線は太陽光発電施設を運営する会社の技術スタッフによって、定期的に維持管理されなければならない。太陽光発電システムの維持管理方法について、据付作業期間中に各機器の製造会社から技術移転をうける必要がある。

表10.3.3.5 日常点検

点検対象	目視点検項目
太陽電池アレイ	表面の汚れ、破損
	架台の腐食、さび
	外部配線の損傷
接続箱	外部の腐食、さび
	外部配線の損傷
パワー・コンディショナー	外部の腐食、さび
	外部配線の損傷
	動作時の異音、異臭
	換気ロフィルタの目詰まり
	設置環境（湿度、温度等）
接地	配線の損傷
発電状況	発電状況を、指示計器および表示により確認
周辺環境	フェンスの破損、草木、鳥の巣の影響など

(出典：「太陽光発電システムの設計と施工」に基づき調査団作成)

表 10.3.3.6 は、2 ヵ月毎に実施される定期検査リストを表す。定期検査の細目は、導入設備の製造会社から指示される。定期運転の手順についても製造会社から技術スタッフに移転される。

表10.3.3.6　定期点検

点検対象	目視点検項目	測定試験項目
太陽電池アレイ	表面の汚れ、破損	絶縁抵抗
	架台の腐食、さび	
	外部配線の損傷	開放電圧
	接地線の損傷、接地端子の緩み	
接続箱	外部の腐食、さび	絶縁抵抗
	外部配線の損傷	
	接地線の損傷、接地端子の緩み	
パワー・コンディショナー	外部の腐食、さび	表示部の動作確認
	外部配線の損傷	
	接地線の損傷、接地端子の緩み	絶縁抵抗
	動作時の異音、異臭	
	換気口フィルタの目詰まり	
	設置環境（湿度、温度等）	
接地	配線の損傷	接地抵抗

(出典：「太陽光発電システムの設計と施工」に基づき調査団作成)

太陽光発電システムで計測されたデータの内容を確認する必要がある。データを的確に保管することも必要である。現地で解決することが困難な問題が発生した時、例えば故障部品の交換等が必要な場合、運営会社は、太陽光発電設備の製造会社からの技術的支援を必要とする。CO_2 排出削減量の計算と発電量のモニタリング等に関して技術移転が行われる。下表に、主要な管理項目のリストを示す。

表10.3.3.7　運営管理/データ管理

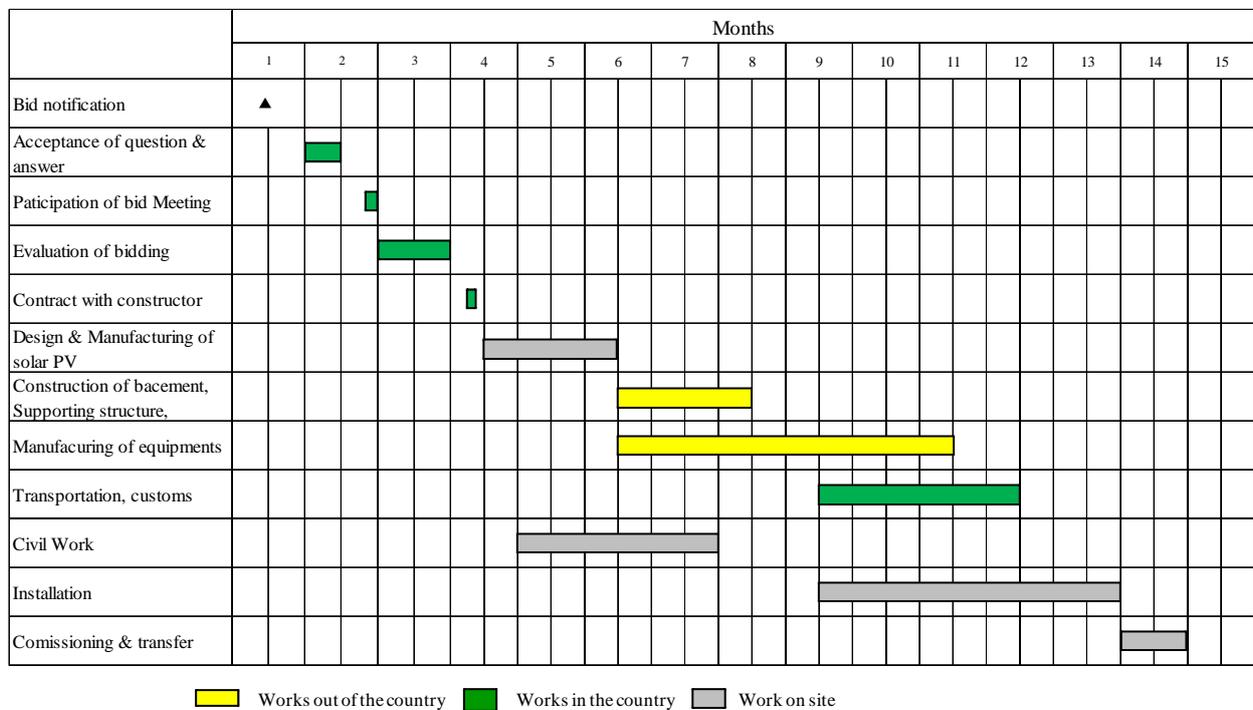
支援対象	支援項目
運営管理	運転状況の確認
	維持管理技術者の育成体制
	故障時の対応をメーカーと調整する
データ管理	発電状況のモニタリング
	CO_2 削減量の統計

(出典: JICA調査団)

F. プロジェクト計画例

地上据置型の太陽光発電システムを導入する為には、事前に整地する為のスケジュールを調整することが必要である。従って、事前に情報を収集し、確認を行う為に現地視察が重要となる。システム建設期間は、太陽光発電システムの容量とタイプによって異なる。日本の場合では、1 MW の太陽光発電を据付けるために、約 6 ヵ月間の建設期間を考慮している。期間は、建設開始から試運転までである。建設期間は、太陽光発電システムの容量が増加するに従い長期間になる。荒天が続くと、工期の延長が想定されるので、雨季の建築工事を避けることが望ましい。従って、太陽光発電システムの建設前に、企画段階で設計、器材の調達、系統連系に関する配電会社との協議、事業に関連する法規制の申請手順の調査等の工程を検討しておくことが重要である。

表 10.3.3.8 に､エルサルバドル国における太陽光発電システムを導入する為の一般的な作業工程案を示す。

表10.3.3.8　作業工程案

(出典: JICA調査団)

G. プロジェクト費用

日本では、設備容量が 100 kW 以上となる太陽光発電の平均単価は、US$ 9,100/kW 以上になる。価格は、据付け場所やシステムの種類および容量等によって異なる。地上設置の場合は、太陽光発電システムの価格の他に、土地整備にかかる費用等を含まれなければならない。据付が完了した後の運営費として、維持管理や保険料等についても調査する必要がある。エルサルバドル国には、設備容量が 100 kW の太陽光発電システムが米軍基地にある。プロジェクト費用を下記に示す。エルサルバドルの平均単価は、日本と比較すると低い値になっている。

太陽光発電 （100 kW）の費用

据付費用: US$ 690,000 (US$ 6,900 / kW)

維持管理: US$ 1,000 / year (年間 4 回)

10.3.3.4 マスタープラン

本調査では、太陽光発電に関するマスタープランとして 2012～2026 年の開発計画を立案することが求められている。太陽光発電システムの開発に関しては、CEL による開発計画が存在する。表 10.3.3.9 に示す開発計画は、CNE からの情報を基に 2012 年から 2026 年の開発計画をまとめたものである。CEL の太陽光発電の開発計画は、今後必要に応じて見直しが行われる。したがって、太陽光発電の開発計画も、数年毎に修正を行う必要がある。

表10.3.3.9 太陽光発電の開発計画

	地上置		屋根置 (プロジェクトベース)	
Year	Capacity (MW)	Power Production (GWh/year)	Capacity (MW)	Power Output (GWh/year)
2012 to 2016	17	27.9	1	1.6
2017 to 2021	20	32.8	1	1.6
2022 to 2026	50	80.0	1	1.6

(出典: JICA調査団)

10.3.4 太陽熱発電

エルサルバドル国の平均日射量は1日5 kWh/m^{2}と高い。しかしながら、エルサルバドル国での太陽熱発電については、その初期投資コストが依然高いことから、導入実績はない。本節では、太陽熱発電システムの導入に向けた太陽熱ポテンシャルの算定方法について概括し、民間会社であるラヘオ（LaGeo）社とINE社から得られた情報を参考に、現状と将来予測について述べた。また、収集した情報をもとに太陽熱発電プロジェクトを実現するために、克服されるべきいくつかの障壁について対策を検討し、集中型太陽熱システム（CSP）の導入のために必要な検討事項を提示した。最後にマスタープランとして指標的開発計画を示した。

10.3.4.1 太陽熱ポテンシャル

日射量は、太陽熱システムのためのエネルギー源である。宇宙空間では、日射量は1,353 W/m^{2}であり、この値は太陽定数と呼ばれる。この値は、日射量が地球の表面に達するとき、吸収、反射および各地の日射量により希薄化し、常に太陽定数より小さい値となる。太陽熱の技術は、太陽光線が紫外線、可視線および赤外線の波長にわたる電磁放射線のエネルギーであるという事実に基づく。低温（95℃以下）では、平板式または真空管集熱器が、主に温水器として使われる。中間温度（350℃以下）において、CSPシステムが使われる。CSPには、例えばパラボリック・トラフ型、ソーラー・タワー型、パラボリック・ディッシュ型とフレネル型等の異なるタイプがある。CSP の目的は、集光器の焦点位置にあるレシーバに、高比重のエネルギーを集中することである。集光器は、効率の高い反射面から出来ている。一般に、反射率は新しく、きれいな状態において95%以上である。レシーバ面の特性は、運転温度における可視波長の高い吸収率と赤外線の波長の低い放射率である。エルサルバドルの日射量は大きく、平均日照時間は、１日あたり約5時間である。平板式集熱器のような集中型でないシステムでは、全ての太陽エネルギーが、計算に用いられる。集中型太陽熱システムについては、直達日射量だけが計算に用いられる。そのため、エネルギー利用の可能性は、約70%または1m^{2}につき3.5時間の日照時間になる。このことから、DNI（法線面直達日射量）の国家平均値は1日あたり約3.5kWh/m^{2}であると言える。しかしながら、CSPシステムの建設が予定される特定の場所では、日射量を観察することが必要である。ラヘオ社によって観測されたデータによると、ベルリンの平均DNIは、１日あたり5.0 kWh/m^{2}として高い値を指している。また、INE（Inversiones Energéticas S.A. de C.V.）社によって観測されたデータによれば、Miravalle（Acajutla）の平均DNIは5.4 kWh/m^2、San Fernando（San Vicente）では5.3 kWh/m^{2}である。

例えば、集光器の開口面積は以下のように計算することが出来る。

単位面積当りのエネルギー：5.0×0.8×0.8 = 3.2 kWh$_{-th}$/ m^2 per day (kWh-$_{th}$: 熱出力単位 (kWh))

- 反射効率: 80%
- レシーバ効率と伝熱効率: 80%
- DNI (Berlin): 5.0 kWh/m^2

有効口径が48m^{2}の集熱器に関しては、以下の熱エネルギーを受けることができる。

3.2 kWh-th/m^2/day ×48m^2 = 153.6 kWh-th /day

平均電力出力は、集熱器の有効口径と日照時間に基づいて計算することができる。上述の集熱器から、日照時間が 6 時間の場合は、熱出力は以下のように計算される。

$153.6\ kWh_{-th}/day \div 6hrs = 25.6\ kW_{th}$

単位面積当たりの熱出力は以下のようになる。

$25.6\ kWh \div 48m^2 = 0.533\ kW_{th}/m^2$

この数値は、特定された集熱器の技術仕様書および所定された場所の環境状態によって調整される必要がある。

例として、Ahuachapán 地熱発電所で活用されているものと同様の性能を有する発電機が 2 セット活用される場合、運転条件は以下のようになる。

- 蒸気流入量: 144 kg/s
- 入力圧力: 4.6 Bar (a)
- 入力温度: 154 °C
- 入力（熱）: 396.5 MWth (MWth: 熱単位 (MW))
- 出力（電力）: 60 MWe (MWe: 電力単位 (MW))
- 効率、 熱電変換: 15 %
- 蒸気/電力： 2.4 (kg/s)/MWe

15%の効率と 60MW の電力出力を考慮すると、集熱器の有効口径の総面積は、以下の通りに検討できる。

$396.5\ MW_{th} / (0.533\ kW_{th}/m^2 / 1000) = 743,902\ m^2$

一般に、集光器の開口部により使用される土地面積は、全プラント据付面積の約 50～70%を占める。CSP システムの建設と運転に必要な土地面積を検討すると、以下に計算されるように、必要な土地面積は約 1 km^2 となる。

$743,902 \div 70\% = 1,062,717\ m^2$

集熱器から得られる熱は、熱力学サイクルによって電力に変換することができる。太陽エネルギーは熱に変換し、輸送流体（例えば熱伝達流体または融解ナトリウム）によって運搬される。熱は、作業流体（通常は水）に熱交換器を通して移される。タービン発電機を運転して発電するためには蒸気を発生させる必要がある。いくつかの CSP では、水が集熱器の焦点で蒸気に直接に変換される作業流体として使われる。エネルギー貯蔵のためには、特別な処置が必要とされる。一般に、熱エネルギーの貯蔵は、CSP の運転時間を延長するために必要である。日射量を得ることが出来るのは、日中だけであることを考慮することが重要である。また、蓄電は連続性のある電力提供を確実にするために検討する必要がある。

技術的な見解から、海外の複数企業が提供している、もしくは、完成している集中型の太陽熱発電機を建設することは可能である。

エルサルバドルの豊富な日射量と国際市場において開発されている太陽熱技術を考慮すると、太陽熱発電プロジェクト実施には大きな可能性ある。他方、建設コストを下げる観点から、現地集熱器を製造する可能性も検討することが重要である。そのためにも、太陽熱発電に関する技術移転は重要である。

10.3.4.2 現状と将来予測

A. エルサルバドル国内の既存計画

現在、太陽熱技術に関して主に 3 組織、ラヘオ社、 INE 社および ドン・ボスコ大学が異なるアプローチで活動している、

a. ラヘオ社

ラヘオ社は、国内で太陽熱技術を開発するために、2007 年以降にプログラムを開始した。パラボリック・トラフ型の太陽熱集中装置のモジュール 4 台は、ラヘオ社によって設計および建設された。プログラムでは、反射効率 60%の研磨されたステンレス鋼の反射器が使用された。集光器に関しては、選択被膜された炭素鋼鋼管が用いられた。パラボリック・トラフ型集光器の総開口面積は、160 m^2（幅 4m、長さ 10m、4 台のモジュール）である。ストレージタンクの最高温度が 225℃に達するまで、システムは熱媒油を加熱し 1.5 kg/s の速度で再循環させる。ストレージタンクの容量は、1.132 m^3 である。熱は、最初の低圧汽水分離器で分離された熱水に伝わる。このプロセスは熱交換器の中で機能し、太陽エネルギーから蒸気を発生させる。この過程で得られる熱出力は、約 183.8 kW_{th} である。本システムの単位面積当たりの容量は以下のようになる。

$$183\ kW_{th} / 160\ m^2 = 1.144\ kW_{th} / m^2$$

現在、キャビティ式レシーバを取り付けた集熱器の試作モデルが設計されている。この試作モデルは研究開発を目的として建設される。試作モデルでは、反射率が 95%となる金属溶射されたプラスチックフィルムが利用される。システムは、ベルリン地熱発電所の北部地熱帯に据付けられる予定である。最大出力は、30 MWe として計画されている。表 10.3.4.1 に示すように、設置が計画されている太陽熱プラントには 5 つの選択肢がある。

表 **10.3.4.1** 太陽熱発電プロジェクトの選択肢 **(**ラヘオ社**)**

OPTION	1	2	3	4	5
Description	Geo-Solar thermal hybrid	solar thermal	solar thermal	solar thermal	solar thermal
Location	Northern geo thermal field Berlin	Northern geo thermal field Berlin	San Miguel	San Miguel	San Miguel
DNI, (kWh/m^2 a year)	1800	1800	1860	1860	1860
MW_e	30	30	30	30	30
Plant type	Direct steam generation	Direct steam generation	Direct steam generation	HTF technology, therminol VP1	HTF technology, therminol VP1
Energy storage	No	No	No	No	Yes
Water input	Geothermal	De-mineralize d water	De-mineralize d water	N/A	N/A
Turbine operating pressure and temperature	35 Bar (a), 130 °C	28 Bar (a), 230 °C	28 Bar (a), 230 °C	100 Bar (a), 370 °C	100 Bar (a), 370 °C
Solar field aperture, m^2	171,070	171,070	171,070	171,070	342,140
Concentrator type	Eurotrough - 100	Eurotrough - 100	Eurotrough - 100	Eurotrough - 100	Eurotrough - 100
Concentrator quantity	312	312	312	312	624
Concentrator origin	Spain	Spain	Spain	Spain	Spain
Receiver type	Schott - Germany	Schott - Germany	Schott - Germany	Schott - Germany	Schott - Germany
Total area (ha)	61	61	61	61	114
Solar field area (ha)	53	53	53	53	106
Capacity factor, (%)	20.4	17.9	18.8	16.1	30.9
Total yearly energy production, GWh	53.7	47.1	49.5	42.2	81.1
Yearly energy per unit area of solar field, GWh/ha a year	1.01	0.89	0.93	0.8	0.77
Initial invesment, Million US$	111	111	111	115	185

(出典: ラヘオ社)

研究開発計画には、主に 2 つの目的がある。

- 太陽熱発電の建設コストを低下させるため、集熱器の現地製作の可能性を確認する。
- ラヘオ社の技術者が太陽熱に関する技術を理解し、ビジネスとして太陽熱発電を開始するために必要な知識を習得する。

b. INE 社

INE 社では、太陽熱発電の導入の為に、プレ F/S、技術、財務および法規制に関する調査が行われている。INE 社により収集されたデータを以下に示す。

- 西部地域: Sonsonate, Cantón Miravalle
- 中部地域: San Vicente, Tecoluca, Cantón San Fernando
- 東部地域: データなし。選定されたサイトでは日射量ポテンシャルが十分でない。

データは、2010 年 9 月から 2011 年 8 月まで観測されたものである。日平均の DNI（法線面直達日射量）データを以下に示す。

表 10.3.4.2　DNI データ (INE)

	Miravalle (kWh/m^2 per day)	San Fernando (kWh/m^2 per day)
September, 2010	3	2.9
October	5.1	5.4
November	6.6	6.4
December	7.7	7.5
January, 2011	7	7
February	7.3	7.3
March	6.9	6.5
April	4	3.1
May	4.7	4
June	3.4	3.1
July	3.8	n/a
August	n/a	n/a
Average DNI	**5.41**	**5.32**

(出典: INE)

現在、INE 社は Solar Millenium AG（スペインの会社）から、設置するプラントの規模と特性を決めるために必要な、プレ F/S の最終報告書を待っている。しかしながら、INE 社は溶融塩電池によって熱エネルギーの蓄熱を含む、50 MWe の太陽熱発電の設置を検討している。約 8 時間の蓄熱ができる性能が必要とされている。パラボリック・トラフ型の CSP で、幅 5.11m と長さ 75m, 100m または 150m の集熱器について検討中である。熱伝達流体が利用されており、運転温度は、293℃と 393℃の間にある。実施工程は、約 3 年半と推定される。F/S と入札プロセスに 1 年間、プラント据付工事に 2.5 年間が必要と考えられている。

c. ドン・ボスコ大学

エルサルバドル国は、水力や地熱および太陽など豊富な自然エネルギーを有する国である。また、化石燃料資源を所有しない国である。

上記の理由から、2000 年にドン・ボスコ大学の電気科は、学長に太陽熱技術の研究開発と設置を提案した。FIAES (Fondo para la Iniciativa de las Américas, El Salvador)が、この研究開発に対し資金援助

を行った。プロジェクトの目的は、太陽熱技術に関する知識と専門知識を蓄えるために地元で開発を行うことにあった。特定の目的は、地方にある14世帯の電灯、粉挽器、水ポンプおよびパン屋のオーブン等に利用できる試作モデルCSPの設計と建設にあった。設置した目的を達成するために、円形の集光型集熱器、蒸気発生装置または集光器の焦点に置かれるボイラを設計することが決定された。熱伝達および熱力学サイクルを運転する流体として、水が選択された。利用者の熱および電力負荷を検討して、システム熱容量は30 kW_{th}に決定された。

設置プロジェクトの主要構成を以下に示す。

集光集熱器

集光器は1,824の鏡を平面に円状構造で取り付け、各々の鏡をレシーバの焦点に反射するように調整する。集光器の直径は10メートルである。

ボイラ

ボイラを通常運転している間、温度は250℃になる。蒸気出力の温度は193℃で圧力は8.379 kPaである。

太陽追尾システム

二軸システム: 1本の軸は方位角で調整、他は地平線上の高度で調整する。

蒸気だめ

蒸気の典型的状況は、8.379 kPa (g)と193℃であり、貯蔵部位に取り付けられる機器に表示される。スチームトラップと安全弁は8.379 kPa (g)で調整された。

ポンプ系統

コンデンセートは、ボイラに毎時およそ60リットルでポンプにより揚水する。

蒸気エンジン

蒸気で、3 HP（600rpmでの定格出力）の2気筒エンジンを駆動する。交流電源と整流器を駆動させるために、ベルト速度マルチプライアーに結合する。

オルタネータ

電力発電機の容量は、1.0 kW であり DC12ボルトを出力する。発電された電力は、バッテリーに充電される。

熱力学管理システム

熱力学サイクルは、マイクロコントローラーによって制御される。コントローラは、蒸気機関の入口弁、交流電源の界磁回路のレベルと潤滑システムを調整する。

インバータ

インバータの容量は1.0 kWであり、DC12VをAC12V(60Hz)に変換する。

適用負荷

このシステムは、電気と熱の両方の出力を供給する。期待される電気的負荷は地方の14世帯を対象とした照明であり総容量は300Wである。1日あたり午後5時から9時までの4時間の利用を検討した。晴天の日中に、パン屋のオーブンを対象とした直接熱負荷もある。オーブンの最高温度は、150℃であった。小さな水ポンプを運転する計画も存在する。

B. 将来の予測

本節で説明されるように、太陽熱技術の更なる普及にむけて、いくつかの障壁がある。

a. 太陽熱技術の知識

啓発活動は、太陽熱技術の将来の開発にとって重要である。CSP技術および他システムの可能性と利点が、多くの人々に理解されることが重要である。CSPの運転機能として、アメリカやスペインでの例を知らせることは重要である。エルサルバドル国では、太陽のポテンシャルが高いので、広く太陽熱技術の情報を普及させることが必要である。

b. 高額な初期投資額

現在、主に2つの理由から太陽熱発電の初期投資費用は高額な状態にある。最初は、特に集熱器初期投資施設コストが高額である。次に、技術が開発段階にあり、商業上は広く普及するに至っていないことがあげられる。エルサルバドル国内において、コスト効率の良い集熱器を開発する為に開発努力が行われている。例えばドン・ボスコ大学では、国内で集熱器の設計と製作に必要とされる技術知識と経験を蓄積するために、研究開発を実施した。ラヘオ社でも、導入に関して2種類の研究開発を実行している。一つは会社単独で太陽熱の集熱器を製造していることであり、もう一つは海外の供給元から構成部品を調達する場合に、据付コストを低下させるための方法を検討していることである。

太陽熱発電施設の仕様サンプルとコストについて、詳細を表10.3.4.3に示す。

表 10.3.4.3 太陽集熱器の仕様(Eurotrough-100)

Collector width, (m)	5.76
Total length of each collector (m)	98,7
Quantity of modules per collector	8
External diameter of receiver pipes (m)	0.07
Internal diameter of receiver pipes (m)	0.065
Net aperture area per collector (m^2)	548,3
Internal roughness of receiver:	20 μm
Nominal reflectivity of mirrors, *r*	0.93
Transmissivity of glass envelope of receiver, τ	0.95
Absorptance of selective surface of receiver, α	0.95
Interception factor for optical and installation errors, γ_1	0.90
Peak optical rendering: $r \times \tau \times \alpha \times \gamma_1 \times \gamma_2$	0.755
Net cost for an Euro trough-100, (Cost at factory)	US$ 183,000.00

(出典: ドン・ボスコ大学)

一般的なコスト情報を以下に示す。

コスト（単位面積）**:** US$ 334/m^2

(集熱器の有効面積, 欧州の工場にて)

運転条件:

- 運転温度: 300 ^{o}C
- 直達日射量: 900 W/m^2

出力:

- 太陽熱効率: 66.7%
- 単位コスト（熱出力）: US $ 555 /kWth
- 単位出力（m^2）: 0.601 kWth/m^2

エルサルバドルで集熱器を製造することができるならば、コストはヨーロッパ等より輸入するより低く抑えることができる。海外からの輸入費用も見積る必要がなくなる。メキシコでは、太陽熱プラントのプロジェクトが準備されている段階にある。詳細を下に示す。

プロジェクト名: Solar Thermal Project Agua Prieta II

- 集熱器（熱出力）: 31 MW$_{th}$
- 集熱器面積: 120,000 m^2
- 集熱器費用: US $ 43,518,000.00
- 単位コスト: US $ 362.65 / m^2
- kW コスト（熱出力）: US $1,403.81 / kW$_{th}$

c. エンジニアの不足

太陽熱技術に関して、働くエンジニアまたは研究者が限られている。教育機関は、設計、実施、運転および太陽熱発電の維持管理のために必要な人材の育成活動を行わなければならない。このような訓練を実現させるためには、教育に関する適正な政策が確立されることが必要である。現在では、ドン・ボスコ大学に修士課程があり、再生可能エネルギーのマネージメントと太陽熱発電のパイロット・プラントがある。

d. 出力の間欠性

太陽の日射量を利用できるのは日中の間だけである。しかし、出力の間欠性に対する対策がいくつかある。

- 蓄熱技術を用いる。容量は、検討している利用目的と価格により決定される。
- 太陽熱利用と水力発電を組み合わせることで、季節的な相互補完作用を持たせる。

e. 卸売市場と契約するための最低保証電力

太陽熱発電は、気象条件に依存するため最小出力は予測することができない。日射量は間欠性を持つエネルギー源である、そのため太陽熱発電の発電電力も間欠性をもつ。このため、現在は、間欠性を有する電源は配電線に連系している。卸売電力市場で供給したい電力生産者は、最小供給電力を保証しなくてはいけない。そして、これは太陽熱発電にとっては困難な事項である。この障壁を克服するために、このような発電設備の卸売電力市場に対する適格性を保証する為に、エルサルバドルの技術および法規制部門の関係者と協力する必要がある。

C. 提言

太陽熱発電の導入に関する提言を以下に示す。

- 太陽熱発電の導入に関するプレ F/S および F/S を実施する。
- 国際的な技術援助で、大学と調整を行いエンジニアおよび技術者を対象とした太陽熱技術に関する訓練と開発が必要。
- 法律と技術に関する規制および基準の再検討
- 太陽熱企業の創業に対する誘因を設ける（太陽熱および再生可能エネルギー全般）
- 太陽集熱器の現地製造に関する技術開発
- 太陽熱技術の構成部品を輸出できるように条件を確立する。
- 太陽熱技術の開発について、政府およびメーカーの共同により国際協力を推進する。
- 太陽熱と地熱を組み合わせたハイブリッドシステムの導入可能性について、調査を実施する。

10.3.4.3 技術面の検討

A. 概要

現在、エルサルバドル国には、太陽熱技術が商業または産業で導入されていない。しかし、大学、企業、政府機関およびエネルギー関連する全ての者たちに、徐々に関心が増大しており、エネルギーの新しい選択肢源が探索されている。関連技術は全て、国際的な供給元である、特にスペイン、ドイツおよび米国の製造業者から入手することが可能である。

太陽熱技術の開発は、数十年前にさかのぼる。フランスのオデイヨにおいて、1969 年に太陽炉の建設が開始された。1986 年に、世界最大の太陽熱発電の 1 つが、モハベ砂漠のクラマージャンクションに建設された。1980 年と 90 年代の数 10 年間にわたり、米国で継続された研究は、「ソーラ 1」と「ソーラ 2」のタワー式太陽熱発電所の開発を導いた。21 世紀の最初の 10 年間は、米国、スペインとドイツにより、現在利用されている大規模太陽熱発電所の建設技術が大幅に進捗した。

現在は、様々なタイプの集熱器を輸入することができる。パラボリック、線形配置のフレネル型およびタワー式で活用されるヘリオスタットなどがある。初期費用が高額となる場合でも、集熱器を製造するために地元の製造技術が開発されるならば削減することが可能であり、企業の競争にもなる。集熱器とエネルギー貯蔵を除くと、残りの技術は基本的に一般的な熱力技術と類似している。しかし、プロジェクトを実施する場合、完成品は全ての部品について互換性を検討しなければならない。製造者は、通常このような基礎情報に従い取引を行う。

B. コスト

一般に、太陽熱発電の初期投資費用は、依然として高い状態にある。ラヘオ社は、蓄熱設備なしのシステムで総原価の見積もりを 3,700 ドル/kW_eとした。蓄熱設備のあるシステムで 6,167 ドル/kWe である。メキシコでは、GEF へ提案したプロジェクト"Hybrid Solar Thermal Power Plant Project Agua Prieta II"の提案書で 1,404 ドル/ kW_e と設定している。INE 社によると 50 MWe の建設コストは 5,000～6,000 ドル/kWe であり、蓄熱設備のコストについては 6,000 ドル/kWe である。言い換えれば、プロジェクトの総費用は約 3 億ドルになる。ドン・ボスコ大学の場合には、研究、開発、デザイン、材料、労働と管理を含んだ“Research & Development of Solar Thermal Technology”プログラムの総費用は、207,930 ドルであった。このプロジェクトの実施には、3 年を要している。施設は製品の試作モデルではないので、kWe 単価を他の発電設備と比較する必要はない。太陽熱集熱器の設計に必要な技術資料と経験を蓄えることを目的とし、実施された。

10.3.4.4 マスタープラン

本調査では、2012 年から 2026 年までの太陽熱発電に関するマスタープランの作成が必要とされている。太陽熱発電システムに関しては、民間会社であるラヘオ社と INE 社の 2 社のみが計画を有している。以下の開発計画は、両社における 2012 年から 2016 年までの情報をもとにまとめられたものである。2017 年以降の開発計画については、今後の可能性として、示すにとどめた。

ラヘオ社と INE 社の太陽熱発電の開発計画は、技術や価格の動向により必要に応じて修正される。従って、太陽熱発電の開発計画も、数年毎に見直しを行う必要がある。

表 **10.3.4.4** 太陽熱発電マスタープラン

Year	Capacity (MW_e)	Power Production (GWh/year)
2012 to 2016	60	158*
2017 to 2021	80	210*
2022 to 2026	60	158*

*: 蓄熱設備を備えたシステム
(出典: CNE、JICA 調査団、INE 社、ラヘオ社を交えた会議において両社より入手した情報に基づく)

10.3.5 地熱発電

第 4 章で述べた地熱に関する基本情報をもとに第 8 章で述べた導入可能性の検討方針に基づき、技術面の検討を行った。

マスタープランとしての導入可能量の算定は、既存計画のレビューによって 2017 年までの投入計画として示した。2018 年以降の開発の可能性については、既存のポテンシャル情報をもとに推定値を記述した。また、新規開発地点についての標準的な開発工程ならびに開発コストにつき、ラヘオ社からの聞きとり情報をもとにその概要を記述した。

A. 2017 年までの投入計画

現在エルサルバドル国において地熱資源開発を行っているのはラヘオ社のみである。同社からの聞き取りによる今後の具体的な新規開発・出力増加計画は第 4 章 4.6.3 節に述べたが、実施時期が具体的に決まっているものは表 10.3.5.1 の通りである。

表10.3.5.1　ラヘオ社による新規開発、増設、改造による増出力計画の具体的計画

地点	計画内容	増出力 (MW)	確実性	実施時期 (年)	遅れの可能性
アウアチャパン	2号機改造	5～9	A	2015	なし
ベルリン	5号機増設	25～30	A	2017	なし
チナメカ	新規開発	30～50	B	2017	2年程度
-	合計	60～89	-	-	

(確実性) A: 確実, B: ほぼ確実

（出典：ラヘオ社）

表 10.3.5.1 にあるように、ラヘオ社では 2017 年頃までに 60 から 89MW の発電出力増を計画している。

B. 2018 年以降の計画

ラヘオ社による具体的な地熱発電の出力増加計画は 2017 年までであり、それ以降の具体的な計画はない。2018 年以降の将来の地熱発電の出力増加の可能性については第 4 章 4.6.4 節に検討結果を述べた。それによれば、当国において将来的に到達可能な総地熱発電出力の最大値は、現時点において、300MW から 400MW 程度と推定された。なお、この推定値については、数年おきに、その時点での既存調査の進捗と最新情報に基づき改訂する必要がある。

地熱資源は、他の地下資源同様、調査の進展によって資源状況の理解が進展し、その開発可能性が変化する。従って、本マスタープランにおける地熱発電に関する全ての計画や推定値は、調査・開発の進展に伴い、順次改訂していく必要がある。

C. 標準的な開発工程と開発標準的なコスト

ラヘオ社からの聞き取りによる、エルサルバドル国における地熱資源の開発と発電所建設に関する、一般化された工程とコストを表 10.3.2 に示す。この表から分かるように、30 MW 級の新規地熱開発には諸手続を含んで約 8 年の時間と 150～200 百万 US ドル弱程度の費用が必要と見積もられている。

表10.3.5.2　エルサルバドル国内での30 MW級地熱開発の標準的工程と開発コスト

Item	Specification	year 1	year 2	year 3	year 4	year 5	year 6	year 7	year 8	number	unit	range of price ($1,000)(*)	remarks
1. Permission/Concession													
Concession acquisition													
										Sum of 1.			
2. Surface Exploration													
Geology/Geochemistry													
Geophysics													
Conceptual model for drilling target consideration													
										Sum of 2.		**1,000**	
3. Well Drilling													
Civil engineering	Drilling pads												
	Roads												
Exploration wells	2- 4 X 2000m (6-1/4")											10,000-14,000	
Feasibility Wells	4 X 2000m (8-1/2")											28,000-34,000	
Production wells	5 X 2000m (8-1/2")											35,000-40,000	
Reinjection wells	3 X 1500m (8-1/2")											20,000-25,000	
										Sum of 3.		**93,000-113,000**	
4. Discharge test													
Single-well discharge	Short term											0	by LaGeo
Multi-well discharge	Long term (more than 6 months)											0	by LaGeo
										Sum of 4.		**0**	
5. Resource Assessment													
Reservoir assessment													by LaGeo
Economic assessment													by LaGeo
										Sum of 5.		0	
6. Environmental Impact Assessment													
Background monitoring													
Exploration well MARN Permission													
EIA for feasibility													
EIA for development										Sum of 6.		200	
										Sum of 1. ~ 6.		**94,200-114,200**	
7. Power plant construction													
Planning and basic design													
Steam facilities										30000	kW	10,000-14,000	
Power plant										30000	kW	45,000-60,000	
Transmission line												3,000-5,000	
Commissioning													
(*) Costs reference: Paul Quinlivan, S.K.M., Auckland, N.Z., WGC2010, Practical Finnancing of Geothermal Projects. Developments & operating Costs.											**Total**	**152,200-193,200**	
(Information Source/Date) LaGeo/Oct. 10, 2011													

（出典：ラヘオ社）

今後、新規に地熱開発を行う場合は、概ね上記の工程並びにコストを参考に開発が進められると想定される。

10.3.6 バイオマス

エルサルバドル国において実施したバイオマス資源に関する調査結果から、小規模バイオマス発電システム導入の必要性が明らかとなった。この章では、小規模バイオマス発電システムとして、バイオマス・ガス化装置とバイオマス資源と太陽熱によって運転されるマイクロ・バイナリー発電について説明する。

10.3.6.1 バイオマス・ガス化

A. 概要

ガス化は、固体のバイオマス資源を可燃性の発生炉ガスに変換するための熱化学プロセスである。ガス化技術には、長い歴史がある。ガスを木材から取り出すための研究は、18 世紀から実施されている。1881 年に、発生炉ガスによりエンジンが駆動された。ガス化技術は、第 2 次世界大戦中、最も広く使われていた。当時は、戦争により石油製品が著しく不足していた。そのため、約 100 万のガス化装置が、車、電車および船の代替燃料として活用された。ヨーロッパで発電に利用されている。約 100,000 台のガス化車両が、日本とロシアで活用された。戦争が終結しガス化技術が忘れ去られた後、石油製品が便利に安く利用できるようになった。ガス化技術は、1973 年に起きたオイル・ショックで再び注目されるようになった。最近では、バイオマスエネルギー利用は、地球規模の温暖化に対して最も重要な対策のうちの 1 つと認識されている。近年、バイオマス・ガス化技術の開発と利用は急速に進んでいる。

バイオマス資源は、エネルギーを発生させるための主要ポテンシャルの 1 つと考えられている。現在、バイオマス資源としては、森林残余物、エネルギー作物、製造食品廃棄物、ココナッツ・シェル、サトウキビ精製工程から排出されるバガスと食品加工残渣などが、エネルギーを発生させるために利用されている。固体のバイオマス資源から電力を発生させるために、2 つの主要な方法がある。一つは直接燃焼で、もう一つはガス化である。

直接燃焼は、バイオマスをエネルギーに変える最も一般的な方法である。発電させるために、バイオマス燃焼ボイラは、燃焼熱を蒸気に変える。蒸気は、タービン発電機が電力を発生するように駆動させる。これは既成の技術で、世界中の多くの農産加工工場に導入されている。直接燃焼は、エルサルバドル国ではサトウキビ工場で発電のためにバガスを活用しているように、1 MW 以上となるような大きな設備容量の発電設備としての利用に適している。しかし、小規模産業（例えばエルサルバドルのコーヒーや米産業等）には適正な規模ではない。

一方で、バイオマス・ガス化は、バイオマスを不完全な状態で燃焼させて、一酸化炭素（CO）、水素（H_2）とメタン（CH_4）からなる可燃ガスを生産する熱化学プロセスのこと指す。この可燃ガスは、発生炉ガスと呼ばれている。発電を行う為に、発生炉ガスは冷却され、フィルター装置を通してエンジンに供給される。バイオマス・ガス化発電システムは、4 kW 程度から数 MW まで比較的小規模で商業的に利用することが可能である。いくつかの国で、農業電化と熱用途を目的として、一般的に用いられている。このように、小規模バイオマス・ガス化発電技術は、既成の技術として考えられている。このような小規模発電システムは、エルサルバドル国のコーヒーや米の精製工場に適用可能な技術として考えることが出来る。

B. バイオマス・ガス化技術

ガス化装置には 2 種類の主要な型がある、固定層式ガス化炉と流動層式ガス化炉である。固定層式ガス化炉は、底部を加熱し高層部から発生炉ガスを排出するアップ・ドラフト型と、反応炉の中央部で酸化し発生炉ガスが底部から排出されるダウン・ドラフト型に分けられる。アップ・ドラフト型の大きな特長として、構造の単純さと含水比率の高いバイオマス（＜60%）の利用に対する許容性が挙げられる。しかし、アップ・ドラフト型で発生される発生炉ガスは、多量のタールを含んでいる。そのため、熱用途の場合は重要でないが、発電用途のためにはガス洗浄が必要である。一方で、ダウン・ドラフト型による発生炉ガスはタールの含有量が少なく（＜100 mg/Nm^3）、発電用途に適している。

ダウン・ドラフト型ガス化装置では、事前にバイオマス燃料を乾燥させる必要があり（含水率＜20%）、サイズも比較的に均一とする必要がある（4～10 cm）。また、ダウン・ドラフト型は、大容量化に適していない。適正な最大容量は、約 500 kW と考えられている。

流動層式ガス化炉は、固定層式ガス化炉の問題を解決するために発明されたものである。流動層式ガス化炉は、底部が多孔質性の砂で満たされた垂直型の反応炉である。ガスのタール含有量はアップ・ドラフト型より小さくなり、含水率の高いバイオマスの活用も可能である。また、大容量化にも適している。

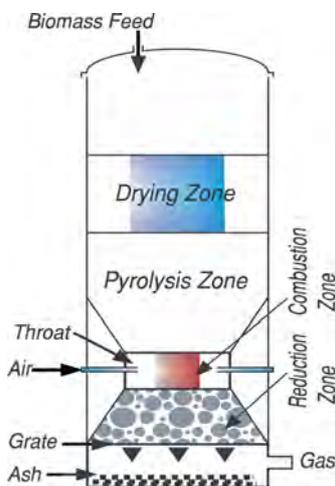
発電目的に用いられている小規模ガス化システムは、ダウン・ドラフト型を採用している。以下にダウン・ドラフト型のガス化発電システムについてその特徴を述べる。

(出典：Ankur Pvt. Ltd.)

図10.3.6.1　バイオマス・ガス化発電（ダウン・ドラフト型）

一般にダウンドラフト・ガス化装置によって発生したガスは、約 10～20% の H_2、約 20～30% の CO および数パーセントの CH_4 の可燃性ガスと不燃ガス（例えば CO_2 と N_2）で構成される。発生炉ガスは、発電用途の場合、バイオマス燃料が保有するエネルギーの 70%以上を含有している。ガス化装置で発生されたガスは、冷却された後、タールおよび他の粉塵を分離するために数種類のフィルターで浄化される。発生炉ガスは、エンジンに供給されて発電を行う。エンジンは、デュアル燃料モード（発生炉ガス 70%、ディーゼル 30%）、または、改造を行い発生炉ガス 100%で駆動するこ

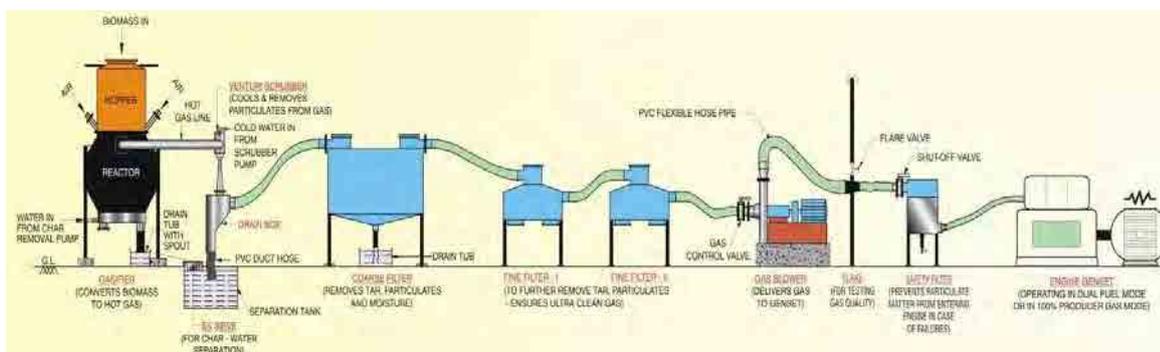
とができる。発生炉ガスの出力管は、デュアル燃料運転のためにエンジンに接続している必要がある。また、100%発生炉ガスで運転するためには、点火プラグを設置する必要がある。

(出典: Ankur Pvt. Ltd)

図10.3.6.2　バイオマス・ガス化発電の概要

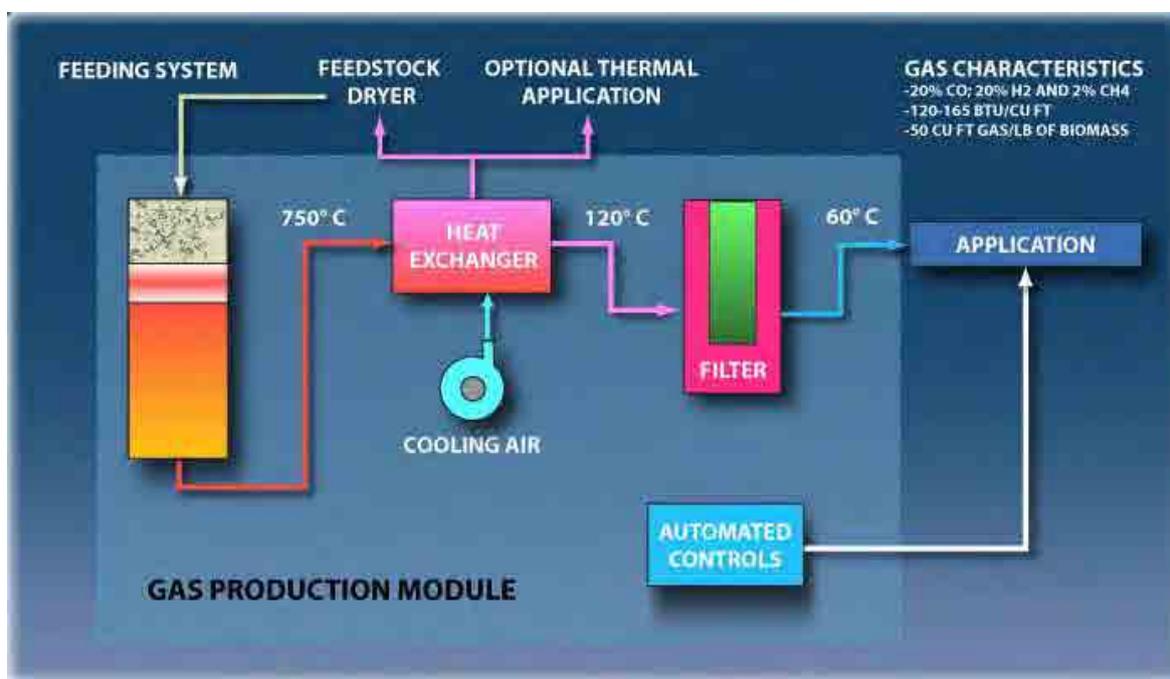
図 10.3.6.3 に、ガス化発電の運転フローチャートを示す。最初に、熱交換器で得られた排熱を用いてバイオマス燃料を乾燥させたあと、ガス化装置に燃料を供給する。さらに、高温の発生炉ガスは、ガス温度を低下させて水分除去を行う為に熱交換器に供給される。タールと粉塵がフィルター類で除去された後、内燃機関またはディーゼル機関等に供給されて発電する。

(出典: Community Power Cooperation)

図10.3.6.3　バイオマス・ガス化のフロー

C. 導入事例

以下にバイオマス・ガス化発電の導入事例を示す。

a. バングラデシュ(籾殻)

2007 年 12 月、村落に容量 250 kW（130 kW×2 基）のバイオマス・ガス化発電の実証試験が開始された。周囲の 8 村落を対象としたミニグリッドとし、電話会社や商店などを含む 400 世帯に電力供給を行っている。ガス化発電の燃料として、籾殻を用いている。Dream Power Ltd. は発電事業を行う会社としてプロジェクト開始に伴い設立された。職員は 15 人であり、3 人の技術者が 1 ヶ月間のトレーニングをインドのガス化発電装置を製造している会社で受けている。現在は、18 時から 23 時 30 分までの 5 時間 30 分の電力供給を行っている。その他の時間帯は、電力需要が小さく事業に適していないため発電していない。発電施設の設備容量は 250 kW であるが、実際の運転では 2 セットあるガス化炉発電施設のうち 1 施設しか活用していない。電力需要が、60 kW 程度と当初に予測していたものと比較して小さかったためである。電力需要家には、電力メーターが据え付けられており、従量制の電力料金徴収を行っている。電力料金は、US¢.6.5/kWh である。ミニグリッドへの接続料金として US$.1.3 を徴収している。電気料金の徴収額は、月額 US$.780 であり、燃料代やメンテナンス費用を考慮すると運営は苦しい状況にある。運営が厳しい原因として、ミニグリッド村落の電力需要を過大評価していたことがある。また、住民が効率の良いコンパクト蛍光灯を用いて電力消費量を抑える努力をしていることなどがある。以下に出力 40 kW で運転時の籾殻消費量および発電単価を示す。図 10.3.6.4 にバイオマス・ガス化発電施設の写真を示す。

- 発電出力(運転時)　：40 kWe
- 籾殻消費量（1 時間）　：3 bags / hour,　50kg / hour
- 籾殻購入価格　：US¢. 26-52 / bag　（季節によって変動あり）
- 籾殻消費量（kWh）　：1.25 kg/kWh
- 発電燃料単価　：US¢.2.0 / kWh　(US¢.26 / bag)
  US¢.2.6 / kWh　(US¢.52 / bag)

図10.3.6.4　バイオマス・ガス化発電

b. 米国 (木質バイオマス等)

Community Power Cooperation (CPC) は1995年に創立された。当初、同社は現代のエネルギーサービスを開発途上国のオフグリッド村落に提供する業務に関係していた。CPC は、1999 年に DOE によるプロジェクトのフェーズ 1 として、フィリピンの遠隔地域にある村落において電力供給を行うために12.5 kWの「BioMax」と称する試作モデル・システムを開発する事業に選ばれた。原料としてココナッツ殻を用いる。その後、CPCは、多くの革新的技術を取入れるために、2000年にフェーズIIの契約を提供された。この契約では設備容量を15 kWまで増加し、製品妥当性確認プログラムで数システムを配備した。同社は、その後に製品ラインアップを25 kW、50 kWと75 kW、伝熱併給システム、熱供給システム、コンテナ搭載型システム、可動型システムそして合成ディーゼル燃料を作ることができるシステムへと拡大した。「BioMax」について技術資料を下に示す。

表10.3.6.1 BioMax シリーズの仕様

Performance Category	63 Nm^3/hr	125 Nm^3/hr	175 Nm^3/hr
Max electrical output (kWe) - 100% electrical	25	50	75
Max thermal output (MJ/hr) - 100% heat	317	633	950
Biomass conversion rate (dry kg/hr)	22	44	66
Gasifier Type	Downdraft	Downdraft	Downdraft
Max Temperature (C°)	900 to 1000	1650 - 1830	1650 - 1830
Gas Temperature Out of Gasifier (C°)	650 - 700	650 - 700	650 - 700
Engine Types	Spark ignition or Compression ignition	Spark ignition or Compression ignition	Spark ignition or Compression ignition

(出典: Community Power Cooperation)

(出典: Community Power Cooperation)

図10.3.6.5 BioMax 25

D. コスト

バイオマス・ガス化装置は、インド国では、すでに普及しておりシステム費用は他の国と比較して低い。以下に、インド国におけるバイオマス・ガス化装置の典型的なシステム費用を示す。

インド (ANKUR 社)

システム費用例 **US$ 900 ～ 2,000 / kWe**

4 kW	US$
Basic	3,400
Add: transport, taxes, duties	600
Site specific civil works	800
Misc. & Contingencies	600
Total	5,400

40 kW	US$
Basic	30,640
Add: transport, taxes, duties	1,000
Site specific civil works	3,000
Misc. & Contingencies	4,000
Total	38,640

米国 (CPC 社)

システム費用例 **$4,500 ～ $7,000/kWe**

10.3.6.2 マイクロ・バイナリー発電設備

バイナリーサイクル発電システムでは、ブタンまたはペンタン炭化水素のような沸点の低い作動媒体を、熱交換器を通して高圧力でポンプにより揚げられる。その後、作動媒体は熱交換器で気化して、タービンを通り抜けて発電を行う。Micro-binary は、KOBELCO（神戸製鋼）により開発された小規模バイナリー発電である。初めて製品化された半密閉スクリュータービン方式のバイナリー発電システムであり、70～95℃の低温水で運転される。そのため、地熱、バイオマスおよび太陽熱などの再生可能エネルギーを適用することが出来る。また、工場からの廃熱を活用することも出来る。

A. 特徴

スクリュータービンや同期発電機等の技術によって熱源の温度変動に調節することができるため、高性能の発電が可能である。

B. 簡易型・小型バイナリー発電システム

複数台の 70 kW システムを設置することが可能である。周囲の環境に応じて設置することが出来る。マイクロ・バイナリーのセットには、インバータ、コンバータおよびコントローラ等が組み込まれている。そのため、現場で設置するのが容易である。

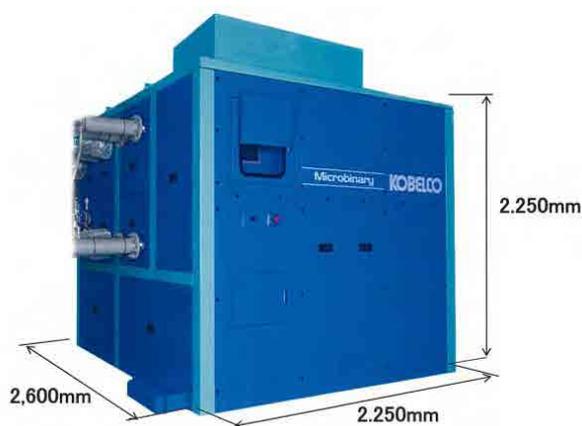
C. 仕様

下表に、マイクロ・バイナリーの技術仕様を示す。バイナリー発電は、70～95℃の低温水で運転される。また、インバータやコンバータ等の必要な装置は、パッケージ化された発電設備に含まれている。

表10.3.6.2　マイクロ･バイナリーの仕様

Type	MB-70H
Maximum Power Output at Generator	70 kW
Maximum Power Output at Generator	60 kW
Generator	Synchronized Generator
Rated rotational speed	5500 rpm
Binary gas	HFC245fa
Designed Pressure	0.97 Mpa
Temperature of source of heating	70 to 95 ^{0}C
Turbine	Screw Turbine
Inverter, Converter	in the unit
Controller	in the unit
Size	2,250 mm x 2,600 mm x 2,250 mm
Weight	6,500 kg

(出典: KOBELCO)

下図に KOBELCO (MB-70H)を示す。このシステムは、地熱や太陽熱だけではなく、バイオマス資源を利用して運転することも出来る。

(出典: KOBELCO)
図10.3.6.6　KOBELCO (MB-70H)

（出典：KOBELCO)

図10.3.6.7 太陽熱およびバイオマス利用のマイクロ・バイナリー

A. コスト

以下にマイクロ・バイナリーの機材費および設置費込みの機材費を示す。据付費用は利用目的に応じる。

Microbinary (MB-70H): US$ 312,500 (機材費)

US$ 500,000（据付費込み）

10.3.6.3 バイオマス技術導入の検討

エルサルバドル国のバイオマス資源ポテンシャルの調査が実施された。以下に、まとめた調査結果を示す。

A. 調査結果のまとめ

a. サトウキビ: 国内の 3 工場に、バガス発電設備が 4 施設ある。総容量は、2011 年 12 月末で 109.5 MW である。発電設備の開発計画は、全体で 45 MW である。

b. コーヒー: 現在、コーヒー殻が、いくつかの工場でボイラ燃料として使われている。コーヒー殻を利用した発電の設備容量は、国全体で 0.6 MW と推定される。現時点ではコーヒー殻はすべてコーヒー工場の蒸気生成に用いられているため、発電に使うことができない。

c. 米: 籾殻を活用した発電の設備容量は、国全体で 0.95 MW と推定される。

d. 技術の導入 バイオマスの資源量が少なく分散しているので、小規模発電施設の導入が適している。

B. 将来の導入に関する検討

a. バイオマス資源データの更新

国でバイオマス資源に関する情報を更新することが必要である。集めた情報は、利害関係のある人々または機関に利用できなければならない。

b. 共同組織

コーヒーまたは米殻のような、精製工場で入手できるバイオマス資源には限度があるので、複数の工場から構成される地域の協力枠組を検討する必要がある。

c. 人材開発

小さなバイオマス候補サイトで小規模バイオマス発電システムを導入するという可能性がある。バイオマス・ガス化のような、小規模バイオマス発電システムは、国内で製造することができる。このような技術移転を行うことは重要である。

10.3.7 バイオガス

エルサルバドル国におけるバイオガス資源の調査結果、ならびに CNE との協議を通じて、小規模のバイオガス発電の導入を検討することが望ましいことが判明した。この章では、可能性のあるバイオガス資源として、畜産廃棄物、廃水処理施設、廃棄物発電の 3 種類について、それらの概要、利用技術、プロジェクト例、コストなどについて他国での事例を交えて記述し、将来の導入へ向けての参考情報としてまとめた。また、第 4 章で記述した検討結果を踏まえて、エルサルバドル国のバイオガス資源の概要を取りまとめた。

10.3.7.1 畜産廃棄物からのバイオガス

A. 概要

バイオガスは、有機物の嫌気性発酵することにより発生したガスである。一般的に、60%から 70%のメタン（CH_4）、30%から 40%の二酸化炭素（CO_2）、 1%から 5%の水素（H_2）、最高 0.2%の窒素（N_2）と硫化水素（H_2S）を含む微量の不純物で構成される。最適な環境では、濃度が最大 80%となる CH_4 を発生させることができる。しかし、一般的には約 60%の濃度であり、残りの約 40%は CO_2 となる。CO_2 濃度が 40%以上の状態では、点火が困難となり燃焼率も低下する。そのため、エンジンを通常状態で運転することが困難になる。

バイオガス、埋立地ガスおよび天然ガスの典型的な構成要素を下表に示す。バイオガスと天然ガスの構成の主な違いは、二酸化炭素含有量にある。二酸化炭素はバイオガスの主成分であるが、天然ガスでは含有量は非常に小さい。天然ガスは、メタン以外の高次炭化水素を含有している。結果として、この差異により、バイオガスの単位体積あたりのエネルギー含量は天然ガスと比較して小さくなる。バイオガスの典型的な低位発熱量は 6.5（kWh/Nm^3）と天然ガス（デンマーク産）の 11.0（kWh/Nm^3）と比較して小さい。

表10.3.7.1 典型的なバイオガス構成要素

	Biogas	Landfill gas	Natural gas (Danish)*	Natural gas (Dutch)
Methane (CH_4) (vol-%)	60~70	35~65	89	81
Other hydro carbons (vol-%)	0	0	9.4	35
Hydrogen (H_2) (vol-%)	0	0-3	0	–
Carbon dioxide (CO_2) (vol-%)	30~40	15~50	0.67	1
Nitrogen (N_2) (vol-%)	~0.2	5~40	0.28	14
Oxygen (O_2) (vol-%)	0	0~5	0	0
Hydrogen sulfide (H_2S) (ppm)	0–4000	0~100	2.9	–
Ammonia (NH_3) (ppm)	~100	~5	0	–
Lower heating value (kWh/Nm^3)	6.5	4.4	11.0	8.8

(出典: Biogas upgrading technologies －developments and innovations IEA)

B. バイオガス技術

a. バイオ発酵槽

バイオ発酵槽は、一般にバイオガス・プラントとして知られている構築物である。バイオ発酵槽内部では、様々な化学および微生物学的な反応が起こるので、バイオ反応炉または嫌気性反応炉としても知られている。構造の基本機能として、槽の内部を嫌気状態に維持することがある。容器として、気密性と水密性が必要である。多様な土木材料を用いて建設することが可能で、いろいろな形状と容量がある。初期投資費用の大部分が、バイオ発酵槽の建設にあてられる。以下に、一般的に用いられる小規模バイオ発酵槽を示す。

固定ドーム型発酵槽

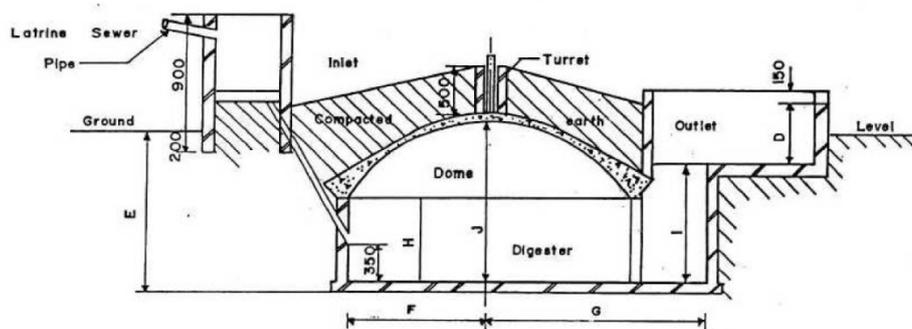
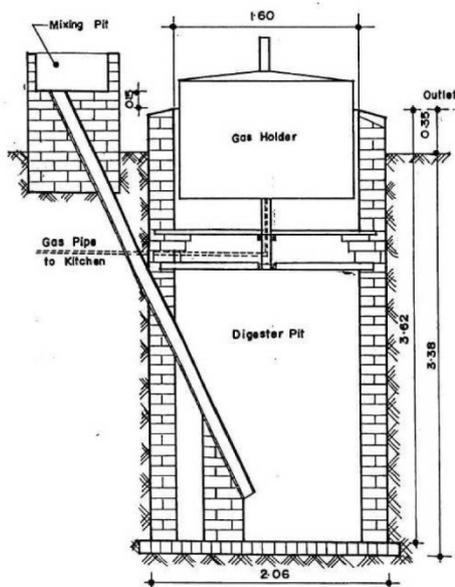
固定ドーム型の中国式バイオガス・プラントには、ガス貯蔵のドームが上部にあり地下に煉瓦等で構成されるタンク室がある。この設計では、発酵槽とガスホールダーが 1 つの装置として建設されている。固定ドーム型プラントの耐用年数は、20 から 50 年と長い。図 10.3.7.1 に、典型的な固定ドーム発酵槽の例を示す。

(出典: Consolidated Management Services Nepal)

図10.3.7.1 固定ドーム型発酵槽

浮動ドラム型発酵槽

発酵槽容器は、セメントモルタルの煉瓦積で建設されている。浮動ドラムは、発酵槽で発生したバイオガスを収集するために発酵槽の上に置かれる。このように、バイオガス発生と収集のために、2 つの構造物がある。固定ドーム型の中国式プラントの普及に伴い、浮動ドラム型プラントは、比較的高い初期投資額と維持費、および設計上の弱点等から近年ではあまり採用されていない。図 10.3.7.2 に、典型的な浮動ドラム型発酵槽を示す。

(出典: Consolidated Management Services Nepal)
図10.3.7.2 浮動ドラム型発酵槽

b. バイオガス発電機

バイオガスで内燃機関（ガスエンジン）を駆動する技術は、すでに確立された信頼できる技術である。何千ものエンジンが、下水道、埋立て地およびバイオガス施設で運転されている。エンジン容量は、小さな農場で利用される数 kW から大規模な埋立て地で利用される数 MW にまで及ぶ。ディーゼルエンジンを改良し、点火プラグを設置したガスエンジン、または約 8～10%のディーゼルを点火のために噴射するデュアル燃料エンジンとして使われている。これら 2 つのタイプのエンジンが、多く利用されている。最新のデザインでは、発電効率が最大で 41%のものもある。

c. 運転

バイオガス施設の運転では、pH と温度が有用な運転の指標となる。

pH 値：

発酵槽に入力する混合燃料の pH 値が 6～7 の間のとき、バイオガス発生に最適な状態となる。バイオガス発酵槽の pH は、滞留時間の影響を受ける。発酵の初期段階には、大量の有機酸が酸性の成形バクテリアにより発生し、発酵槽内の pH 値は 5 以下に減少することがある。これは、消化または発酵プロセスを妨げ、止めることもある。メタンの発生レベルが安定しているときには、pH 値は 7.2～8.2 の範囲を維持している。

温度:

メタン細菌は、極端な高温または低温の状態では不活発である。最適温度は、35℃である。外気温が 10℃まで下がるとき、ガス発生は実質的に止まる。十分なガス発生は、中温菌の範囲となる 25℃～30℃で起こる。適正に発酵槽を断熱することは、寒季におけるガス発生量を増加させるのに有用である。

C. プロジェクト例

a. グラミン・シャクティのプロジェクト（バングラデシュ）

調理用バイオガス

バングラデシュ国に存在するバイオガス施設のうち、約 7000 基が世界的に有名な NGO であるグラミン・シャクティによって、農村地帯に導入された。JICA によって、実際の利用状況調査が 12 基のバイオガスシステムを対象に行われた。バイオガスを利用している 12 世帯のうち 7 世帯が 2.4 m^3 の容積の発酵槽を有するバイオガス施設、3 世帯が 2.0 m^3、各 1 世帯が 3.2 m^3 と 4.8 m^3 の発酵槽を利用している。バイオガス発酵槽から排出されたスラリーが、有機肥料として農業に活用されている。含水率が約 15%の乾燥スラリーが利用者により準備される。スラリーを固形化したものは、1 kg につき約 US¢4 で売られている。調査では、12 世帯のうち 11 世帯が、農業のためにスラリーを活用しており、肥料購入費を削減することができたと回答している。表 10.3.7.2 に、プロジェクトで導入されているバイオガス施設の価格を示す。バイオガス設備につき政府からの助成金が 130 ドル拠出されているが、当該助成金は価格に含まれていない。

表10.3.7.2　バイオガスの価格: グラミン・シャクティ

	Capacity (m^3)	**No. of Users**	**Construction Cost***	**Minimum down payment**	**Monthly Repayment**
1	2.0	5-6	US$ 207	US$ 52	US$ 7.5
2	3.0	7-8	US$ 254	US$ 64	US$ 9.3
3	4.0	10-12	US$ 313	US$ 78	US$ 11.4
4	5.0	15-16	US$ 365	US$ 91	US$ 13.4
5	6.0	18-20	US$ 417	US$ 104	US$ 15.1

(出典：国際協力機構、バングラデシュ人民共和国「農村地域配電網整備事業」準備調査報告書)

発電用バイオガス

発電システムは、民間の機関により徐々に導入されている。グラミン・シャクティは、発電のために 20 のバイオガスシステムを導入した。地方のコミュニティにある搾乳農場に、各 5 kW のバイオガス発電施設が 2 基導入されている。バイオガスの燃料は、搾乳農場から排出される牛糞である。以下に、発生したバイオガスの量と発酵槽へ投入する燃料を示す。電力の需要は、搾乳農場の照明、送風、および水ポンプである。

発酵槽 No.1
出力（ガス）　: 850 cu feet / day
入力（牛糞）　: 600 kg / day + 水 600 リットル/ day

発酵槽 No.2
出力（ガス）　: 2100 cu feet / day
入力（牛糞）　: 1,500 kg / day + 水 1500 リットル / day

当該施設では、中国製ガスエンジンが発電に利用されており、価格は US$765 である。ガスエンジンの導入前は、中国製の小型ディーゼル発電機をバイオガスとディーゼルのデュアル燃料運転で利用していた。発生したガスの 100%を運転に利用することができるので、ディーゼル発電機の代わりにガスエンジンが新規プロジェクトに導入された。空気とガスを混合するベンチュリ管、硫黄水素と湿気を除去するフィルタは、国内で製造されている。小企業は、それらの器材をバイオガス発酵槽と共に販売している。

D. コスト

エルサルバドル国の中央アメリカ大学（UCA：Univercidad Centroamericana）は、バイオガスシステムの経済性について検討を実施している。バイオガス施設は、Santa Ana 県、El Porvenir 郡の Miravalle に導入されている。分析を行う為に、以下の点について検討された。

- 初期投資は 2010 年 1 月に実施。
- プロジェクト・サイクルは 20 年間、部品交換はない。
- 割引率 7.3%
- 初期投資のローンは無利子。
- 固定価格で実施される見積損益。
- 定額償却。

表 10.3.7.3 に、バイオ発酵槽と発電システムの建設費および機材費を示す。この建設コストは、実際のバイオガス発酵槽のメーカーから提供されたものである。

表10.3.7.3　初期建設コスト(Miravalle)

土木工事: 建設

Design	--
Mixed pool perimeter fence	--
Channels	--
Machine room	--
Improvement (plaster, hermetically sealed)	--
Labor	--
Others	--
SUB-TOTAL	US$**26,668.33**
機械室: 部品	
Purchase of Generator (15kW)	US$10,000.00
Expenditure on imports	US$1,500.00
Others	US$1,490.33
SUB-TOTAL	**US$12,990.33**
付属品	
Gas　meters	US$57.00
Piping network	US$20.00
Pumps and filters(2 units)	US$1,200.00
Metering equipment	US$30.00
Installation of other accessories	US$10.00
SUB-TOTAL	**US$1,317.00**
維持管理工具	
Operation tools	US$10.00
Maintenance tools	US$10.00
SUB TOTAL	**US$20.00**
Lower administrative expenses	US$5.00
SUB-TOTAL	**US$5.00**
TOTAL	**US$41,000.66**

(出典: Aprovechamiento Energetico del Biogas en El Salvador, UCA)

表 10.3.7.4 に、月間のバイオガス施設の運転費用見積額を示す。担当の運転員は Miravalle 農場に勤めているので運転費用にスタッフ給料は含まれていない。再利用水を用いているので、給水栓からの水道料金はバイオガス施設の運転に利用されていないため、推定費用に含まれていない。

表10.3.7.4　毎月の運転費用

Operative staff	Not included
Water consumption/month	Not included
Purchase of miscellaneous supplies (gloves, masks)	US$15.00
Monthly analysis	US$25.00
Lower administrative expenses	US$5.00
TOTAL	US$45.00

(出典: Aprovechamiento Energetico del Biogas En El Salvador, UCA)

次表に、推定された維持コストを示す。

表10.3.7.5　毎月の維持コスト

Operative staff	Not included
Purchased of spare parts (for the plant)	US$5.00
Maintenance of measurement equipment (Preventive).	US$5.00
Maintenance of generator (Preventive).	US$10.00
Maintenance of pump (Preventive).	US$10.00
General Maintenance of the plant (Preventive and corrective).	US$5.00
Maintenance of other facilities and equipments	US$5.00
Emergency Funds for corrective maintenance	US$10.00
Lower administrative expenses	US$5.00
TOTAL	US$55.00

(出典: Aprovechamiento Energetico del Biogas En El Salvador, UCA)

10.3.7.2　廃水処理施設でのバイオガス

A. 概要

国立上下水道公社（ANDA）によると、政府組織および他の外部組織によって管理されている水処理施設が、国内に 66 施設ある。現在、バイオガス発生量の推定に必要な廃水処理施設の情報は限られている。ここでは、典型的な廃水処理施設の作業工程について説明する。プロジェクト例として、2007 年にチリ国で実施された GIZ プロジェクト“Potential de Biogas: Identification and Classification Type of Available Biomass for Biogas Generation”について説明する。また、将来の開発のために必要な技術について提言を行う。

B. 廃水処理施設におけるバイオガス利用

a. 廃水処理技術

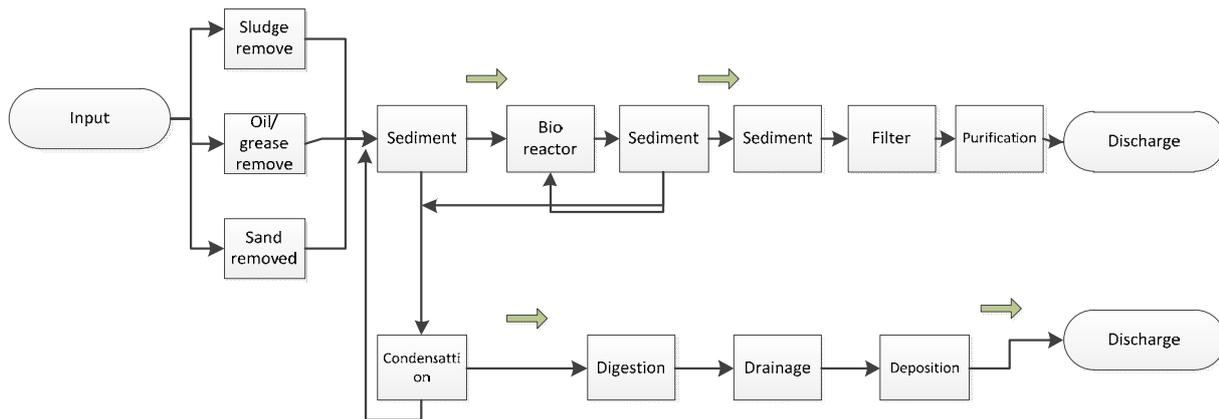
廃水処理施設の目的は、固体の除去、有機物と汚染物質の削減および酸素の回復である。廃水処理法には、主に好気性および嫌気性の 2 つの方法がある。最初の方法は、酸素による廃水処理でありもう一つは嫌気性リアクターなど無酸素状態で利用される。全ての固体、例えばプラスチック、金属および無機物等は、廃水処理の前処理工程で除かれる。バクテリアと微生物が廃水に含まれている有機物を消費する場所では、有機物の削減は自然過程である。最終段階で、より多くの酸素が導入される。これは、水生生物を養う役割もある。下図に、廃水処理施設の業務プロセスを示す。

(出典：JICA調査団)

図10.3.7.3　従来の廃水処理プラント

b. 運転

従来の施設の排水処理プロセスを下に示す。

物理処理

汚水が廃水廃棄物処理場に導入されたあと、スラッジ、油と砂は準備処理の前に取除かれる。全ての固体小片は、このプロセスで取除かれる。

沈殿タンク

沈澱タンクで、固体粒子はタンクの底部に集められる。固体粒子は、スラッジと呼ばれるものである。このスラッジが、嫌気性処理工程の後で利用できる。

生物膜濾過装置

フィルタを通過するとき、汚水の固体粒子を取除くことができる。バクテリアと微生物が、フィルタが有機物の量を削減するために使われる。また、活性スラッジは、好気性処理のために用いることができる。

嫌気性リアクター

嫌気性リアクターは、バイオガスを発生させるために廃水処理施設で利用される。このプロセスは、全ての廃水処理施設で用いられている一般的な技術ではない。バイオガスを発生させる最も一般的な技術は、嫌気性リアクターまたはUASB リアクターである。

浄化

基本的に、処理プロセス後に人間が水を消費するならば、この過程で浄化されなければならない。

放出

水は、処理プロセスの後で排出される。処理水は、潅漑、生活水および水源への放出等に利用することが出来る。

C. プロジェクト例

a. チリ国のバイオガスポテンシャル

エンジン

このプロジェクトでは、内燃機関が用いられた。一般に、バイオガスによって運転されるエンジン容量は、数 kW から約 20 MW にわたる。これらのエンジン効率は、70 から 80%の間にある。発電効率は、30 から 40%の間である。エンジン排気熱の回収は、冷却系に設置された熱交換器の性能次第である。これらのエンジンには、2 つの冷却系が取り付けられる。最初の冷却系の運転温度範囲は、85℃から 99℃であり、他の冷却系の範囲は 40℃から 70℃である。冷却系は、システム入口で、エンジン、油および圧縮空気の温度を低下させる。このプロジェクトでは、エンジンのエネルギー消費量の約 30%は、発生されたバイオガスによる。排気管から熱回収は、付加的なプロセスである。排気管の温度は、約 350～550℃に達する。排気熱は、バイオガス・エンジンから発生されるエネルギーの約 23%～35%となる。次表に、バイオガスで運転される内燃機関の性能を示す。

表10.3.7.6　エンジン性能 (CAT 352)

Performance	Efficiency (%)
Electric	30.0
Thermic (gases)	20.7
Thermic (cooler)	19.3

(出典: Identificacion y clasificacion de biomasa, en Chile, GTZ)

バイオガスの分析

GIZ のプロジェクト“Potential de Biogas: Identification and Classification of Types of Available Biomass for Biogas Generation in Chile” が 2007 年にチリ国で実施された。

調査では、チリ国で発電に利用できる様々な種類のバイオガス資源の識別と分類が実施された。次表は、チリ国で利用できるバイオガスを示す。各々の廃棄物量は、バイオガスの発生ポテンシャルを評価した各バイオマス資源について示す。

表10.3.7.7　バイオガスの発生量

Biomass	Waste	Unit	Biogas Production
Anaerobic treatment	169.370	Ton OBD/year	480 m^3/ton DQO
Sludge*	249.762	Ton Organic M/year	550 m^3/ton Organic M.
Beer factory*	12.546	Ton Organic M/year	700 m^3/ton Organic M.

*dry waste
Organic M: Organic Material
DQO: Demanda Quimica de Oxígeno (Chemical Oxygen Demand)
DBO: Demanda Biológica de Oxígeno (Biological Oxygen Demand)
(出典: Identificacion y clasificacion de biomasa, en Chile, GIZ)

次表に、利用可能なバイオガスの発生量を基に算出した発電量と出力を示す。

表10.3.7.8　利用可能な発電量と出力

Biomass	Total electric power		Electric power capacity installed	
	Min available (MWh/year)	Max available (MWh/year)	Min available MW	Max available MW
Anaerobic treatment	19.396	38.793	20	33
Sludge*	161.271	258.033	20	33
Beer factory*	16.762	19.905	2	3

*dry waste
(出典: Identificacion y clasificacion de biomasa, en Chile, GTZ)

D. コスト

GIZ は、チリ国でバイオガス施設の経済性の分析に関する調査を実施した。調査は、固形排出物からバイオガスを生産しているビール醸造所で実施された。ビール醸造所で利用されているバイオガス発生システムは、嫌気性発酵である。次表は、固形廃棄物量、発生したバイオガス容量、発電機の容量および台数を示す。

表10.3.7.9　バイオガスシステム概要（チリ国ビール醸造所）

Beer brewery	Amount of solid waste (ton/year)	Volume of biogas production cubic-miles/year	Size of the generator MW	Number of generators
1	50,000	30,000	4	2
2	20,000	11,000	2	1

(出典: Identificacion y clasificacion de biomasa, en Chile, GIZ)

調査の結果、電力プラントは年間 3 万立法マイルのバイオガスを発生する能力があることが判明した。次表は、ビール醸造所で発生する固形廃棄物を利用した熱電併給システム（4 MW）のプロジェクト総費用を示す。全ての固形廃棄物（スラッジ）は、廃水処理の後で、嫌気性処理によって処理された。

表10.3.7.10 投資コスト（熱電併給プラント**(4 MW)**、ビール醸造所）

Cost	Units	Value
Specific investments cost		
- Grid connection	US$	10,000
Engine cost	US$	1,379.048
Digester cost and plant	US$	5,464.161
Others (Buildings)	US$	342,160
Heat grid (connection cost)	US$	20,000
Investments cost	US$	7,215.369
Planning cost/permits. 10% of the investments costs	US$	721.537
Total	US$	7,936.907

(出典: Identificacion y clasificacion de biomasa, en Chile, GIZ)

E. 将来の必要条件

水処理プラントからのバイオガス発生量は、累積されたデータおよび情報に基づいて推定されることができる。以下に、廃水からのバイオガス発生ポテンシャルを分析するのに必要なプロセスを示す。

情報の更新：

廃水処理施設に関する情報は、更新されなければならない。また、これらの情報は、バイオガス発生量を推定するエンジニアに入手可能な状態にしておく必要がある。

廃水処理施設への入力廃水：

廃水に含有される有機物の量を、各施設で計測する必要がある。各々の汚水処理施設で分析された嫌気性処理水に基づいて、バイオガスの推定発生量を算出することが必要である。また、BOD濃度を、推定を行う為に調査しなければならない。BODは、水の有機物の含有量の示している値である。
スラッジ生産量の測定： スラッジは、バイオガスを発生させるために嫌気性発酵槽で用いられることができる。スラッジの生産量は、バイオガス発生のポテンシャルを得るために調査される必要がある。様々なタイプのスラッジを分析することで、バイオガス生産率を推定する手法を確立することができる。

プラントの容量：

国立上下水道公社（ANDA）によって管理される廃水処理プラントは、66 施設である。しかし、大部分の施設容量は、1 m^3未満と小さい。ほとんどの廃水管理施設では、バイオガスを生産する為の嫌気性発酵槽またはUASBは所有していない。

10.3.7.3 廃棄物発電

A. 概要

廃棄物発電システムは、固形廃棄物を焼却する際に発生する排気熱で、高温度の圧力蒸気を作る。それにより蒸気タービンを駆動させて発電する。発電機の排気熱が、エアコンのエネルギー源およびプラントの隣接地域で温水として効果的に使われる。廃棄物発電は、もとまった大量の固形廃棄物を必要とする。しかし、いくつかのコミュニティが協働するならば、小集落においても廃棄物発電システムを導入することができる。住民協力は、廃棄物電力発電を導入するにあたって重要である。廃棄物発電の特徴を以下に示す。

- 廃棄物発電は、廃棄物処理とエネルギーにかんする両方の問題解決に寄与する。
- ダイオキシン排出は、高温焼却によって抑制される。
- 近隣地域に熱供給を行うことが可能である。

廃棄物の分類は、廃棄物をエネルギー源として効果的に用いるために重要である。例えば、プラスチック、紙および木材の分類は必要である。エルサルバドルで、3R（再利用、リサイクル、減少）の概念に基づくリサイクル資源を利用促進するための法律は存在しない。近年では、ダイオキシン排出は、廃棄物燃焼と灰処分施設の不足が問題になっている。しかし、最近は高温燃焼することで排出されるダイオキシン量を抑制する技術開発が実施されている。

B. プロジェクト例

「ベトナム国ハノイ地域における産業廃棄物のエネルギー利用モデル事業の実施可能性に関する基礎調査」が NEDO と IEA の共同調査として実施された。調査では、産業廃棄物発電の概念設計が準備されている。以下に、調査結果の概要を示す。

a. 仕様

焼却炉容量:	75 tons/day (平均熱量含有量: 16,000kJ/kg)
焼却炉種類:	Rotary kiln stoker (流動床も可能)
発電容量:	1.2 MW (配電端)
運転時間:	24 hrs/day ×330 days/yr = 7,920 hrs/yr
発電量（単位重量）:	1.2 MW×0.90×24 hr/day ÷75 ton/day = 345.6 kWh/ton

b. プロジェクト費用の見積とエネルギー効率

総プロジェクト費用:	約 US$21million
エネルギー効率:	8.7%
発電コスト:	約 US$ 0.26/kWh
O &M コスト:	約 US$416,000/yr

c. 初期計画

以下に示す計画が、ベトナムのプロジェクトに関して NEDO 調査団から提案されている。

表10.3.7.11　初期計画

No.	Item	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
	Commencement of Project Work	▼																																			
A	Design	—	—	—	—	—	—	—	—																												
B	Equipment Procurement				—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—																				
C	Constrution Work														←														→								
	Civil & Archtectual														—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—								
	Mechanical Installation																	—	—	—	—	—	—	—	—	—											
	Refractory																					—	—	—	—												
	Piping																						—	—	—	—											
	Electrical & Instrument																						—	—	—	—	—										
	Insulation & Painting																							—	—	—	—										
D	Commissioning																											←					→				
	Cold Commissioning																											—	—								
	Hot Commissioning																													—	—	—					
	Performance Test																																—				
E	Trial Operation																																—	—			
F	Commercial Operation																																		▼		

(出典: ベトナム国ハノイ地域における産業廃棄物のエネルギー利用モデル事業の実施可能性に関する基礎調査, NEDO)

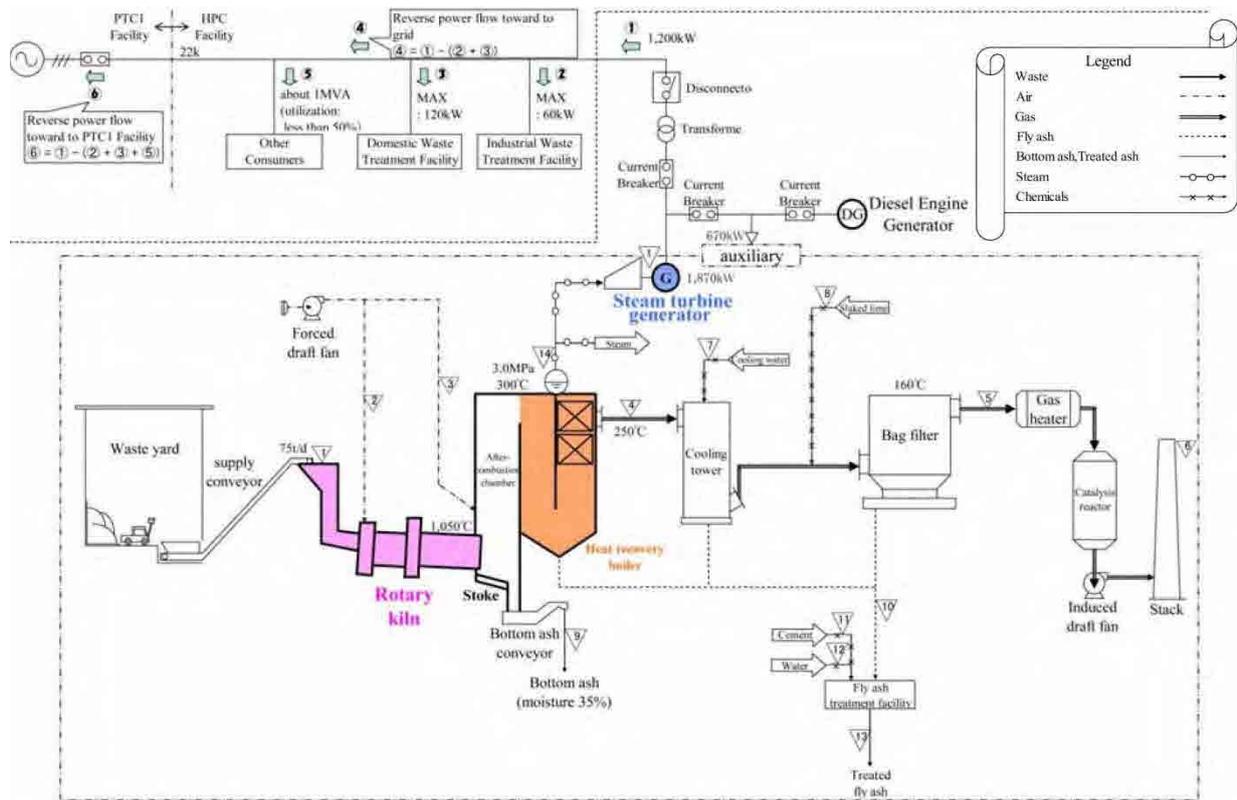
次図に廃棄物発電の概念図を示す。

(出典: ベトナム国ハノイ地域における産業廃棄物のエネルギー利用モデル事業の実施可能性に関する基礎調査, NEDO)

図10.3.7.4　廃棄物発電

10.3.7.4 バイオガス技術の導入可能ポテンシャル

これまでの調査検討結果（第 4 章、第 10 章）をもとにエルサルバドル国におけるバイオガス資源のポテンシャルを取りまとめると以下のとおりである。いずれもマスタープラン段階の推定値であるため、導入にあたっては、F/S 調査などを通じて詳細に調査する必要がある。

A. 現況、およびポテンシャル

a. 埋立地: ネハパに定格容量 6.3 MW の埋立地バイオガス発電システムがある。発電ポテンシャルは、現状では 10 MW まで増設が可能であるが、将来的には 25 MW まで容量を増設することが出来る。ネハパ埋立地を除くと約 7.9 MW が開発可能な容量と推定される。

b. 畜産廃棄物: 導入可能なバイオガス発電の設備容量は、牛糞で約 84 MW、豚糞で約 2.4 MW、鶏糞で約 96 MW と推定される。

c. 産業廃棄物: バイオガスを発生させるために工業廃棄物を活用している産業（例えばコーヒー工場やビール工場）等がある。導入に向けて、発生量、時期、初期投資額と設備利用率など、プロジェクトの技術面、経済面の条件確認が必要である。

d. 廃水利用: 国立上下水道公社（ANDA）により管理される廃水処理施設が、エルサルバドルには 66 施設ある。廃水を活用したバイオガス生産について予備調査を実施した。

e. 技術の導入 バイオガス資源には量的な限界があり国内に点在しているので、小規模発電設備の導入を検討した。

B. 将来開発の検討

a. バイオガス関連データの更新：

国内のバイオガス資源に関する情報は、定期的に更新する必要がある。また、それらの情報は、バイオガスに興味を持つ個人または団体に入手が可能な状態にしておく必要がある。

b. 共同組織

廃水バイオガス利用を検討する際に、ANDA のような組織と協力することが必要である。民間団体に、情報提供を行うことも必要である。

c. 人材開発

牛、豚および鶏飼育等で、小規模バイオガス発電システム導入の可能性がある。小規模バイオガス発酵槽は、エルサルバドルに既に導入されている。バイオガス施設の構造は単純である。従って、国内で製造することも可能である。バイオガス発電システムの設計、建設および運転のために技術移転を行うことが重要である。

付属資料－A

分散型電源容量の評価

付属資料-A 分散型電源容量の評価

エルサルバドル国の場合、一次配電網への分散型電源の接続は、電圧 23 kV （都市部と農村部）もしくは 13.2 kV （農村部）で実施される。下表に配電施設の最大容量を示す。23 kV の給電線の最大容量は、高圧レベルの通電容量を持つことから 13.2 kV よりも高くなっている。通常、都市部では農村部よりも高い負荷密度をもっている（面積当たりの利用者数が多い）、つまり、都市部の給電線は短い距離でより多くの利用者に配電することができるので、より大きな容量の給電線となっている。

表 A.1 エルサルバドル国における配電設備の最大容量

番号	電圧レベル	地域	変電所ごとの給電線数	主要給電線の延長 **(km)**	給電線の最大容量 **(MVA)**	変電所ごとの総容量 **(MVA)**
1	23 kV	都市部	5	8	12	60
2	23 kV	農村部	4	15	8	32
3	13.2 kV	農村部	4	15	5	20

(出典：2011 年 12 月時点でのエルサルバドル国内の複数の配電業者からの聞き取り。)

各電圧レベルに対する給電線と最大容量を確認するために、概略評価を実施した。この評価は、エルサルバドル国で得られた仕様を用いて、標準的な給電線に分散型電源を接続する場合を想定して実施する。下図に配電線の概略評価のためのモデルを示す。

番号	摘要	値
1	主要給電線の導線	336,4 MCM 26/7 ACSR
2	導線の形状	Dab = 0.7 m Dbc = 1.2 m Dac = 1.9 m
3	一様密度の三角形の需要特性	力率 = 0.95 最小割合 = 25% ピーク割合= 80%
4	分散型電源機の特性	力率= 0.90 総延長の 75%地点で接続

（出典： JICA 調査団）

回線 – 構成 3φ　　給電線と分散型電源所のモデル

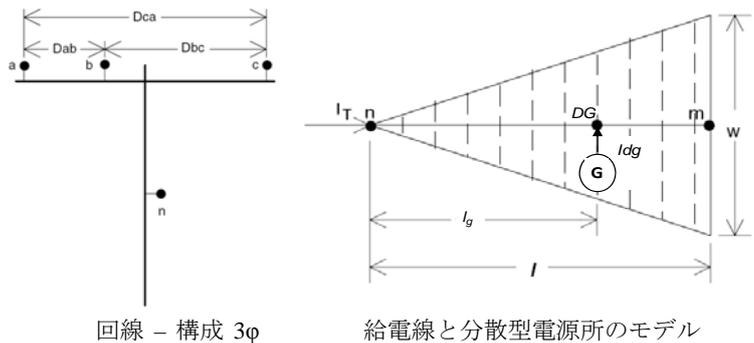



図 A.1 配電線の概略評価モデル

給電線が最悪の条件下（需要が最小の場合）で給電線に接続される分散型電源の最大容量を判定するための基準は、i) “m”地点で電圧がない、ii) 給電線の総電力損失の増加はしない、という観点での性能により定義した。

表 **A.2** エルサルバドル国における分散型電源の最大容量

番号	電圧レベル	地域	変電所ごとの総容量 **(MVA)**	給電線ごとの最大容量 **(MVA)**	分散型電源の最大容量 **(MVA)**
1	23 kV	都市部	60	12	4.8
2	23 kV	農村部	32	8	3.0
3	13.2 kV	農村部	20	5	2.1

（出典： JICA 調査団）

上記の結果は、電圧レベルと地域ごと（都市部か農村部）の標準的な給電線に接続される分散型電源の最大容量の依存性を示している。この結果より、エルサルバドル国における標準的な給電線の一般的な最大容量を 5 MVA と定義することができる。この値は、容量 10 MVA 未満の分散型電源の接続を含む、IEEE 技術基準 1547-2003 (IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems)が適用されると想定した上で提案される。

付属資料－B

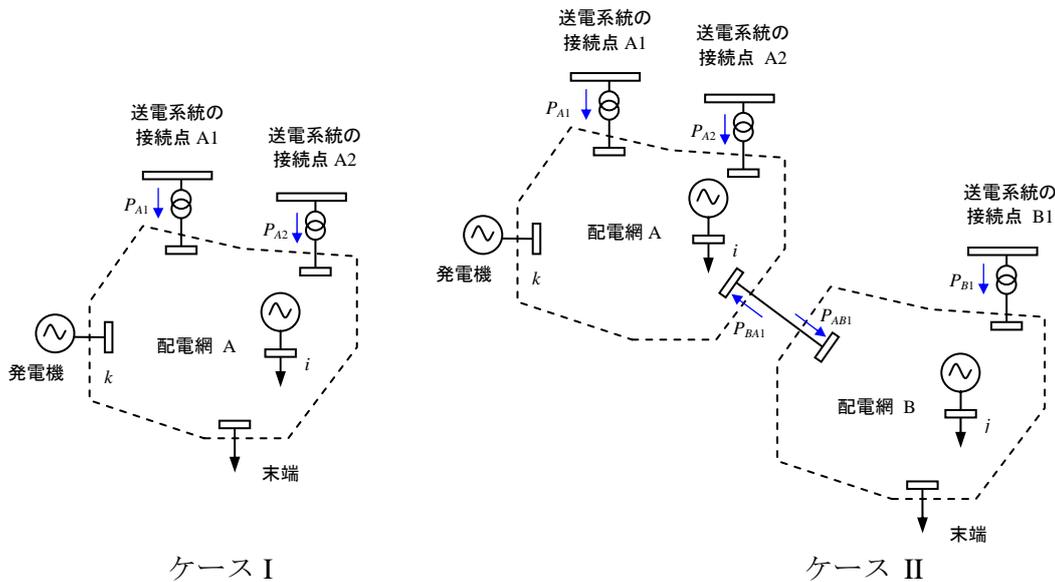
分散型電源による配電網の損失計算手順

付属資料-B　分散型電源による配電網の損失計算手順

分散型電源を配電網に接続することの技術的便益を明確にするために、配電損失計算の一般的手法を提案する。この手法は以下の 2 ケースにより検討される。

ケース I：発電機が末端利用者と同じ配電網に接続する場合
ケース II：発電機が末端利用者と異なる配電網に接続する場合

電気的損失計算の一般的手法は、以下の手順による。

(1) 発電機と末端利用者が接続している配電網の電力損失解析の領域を設定する。

ケース I は、配電網 A のみが設定されている。ケース II は、発電機と末端利用者がそれぞれ接続している配電系統 A と B が設定されている。

(2) k 地点で接続している発電機を除いた状態で全配電網の電気系統について電力潮流を試算する。すべての送電系統の接続地点は、制御バス電圧とみなす。電気的損失は以下のように計算される。

a. ケース I: $$P_{lossA(0)} = P_{A1(0)} + P_{A2(0)} + \sum_{\substack{i \in \Omega_A \\ i \neq k}} P_{g,i} - \sum_{i \in \Omega_A} P_{c,i}$$

ここに:

$P_{lossA(0)}$	k 地点に接続されている発電機を除く、配電網 A の電気的損失 (MW)
$P_{A1(0)}$	k 地点に接続されている発電機を除く、接続点 A1 における送電系統から配電網 A への注入電力 (MW)
$P_{A2(0)}$	k 地点に接続されている発電機を除く、接続点 A2 における送電系統から配電網 A への注入電力 (MW)
Ω_A	配電網 A に設定される任意の地点数

$P_{g,i}$ 配電網 A に設定される任意の i 地点に接続される発電機の電力 (MW)

$P_{c,i}$ i 地点に接続される負荷電力 (MW)

b. ケース II: $$P_{lossA(0)} = P_{A1(0)} + P_{A2(0)} + \sum_{\substack{i \in \Omega_A \\ i \neq k}} P_{g,i} - \sum_{i \in \Omega_A} P_{c,i} + P_{BA1(0)}$$

$$P_{lossB(0)} = P_{B1(0)} + \sum_{j \in \Omega_B} P_{g,j} - \sum_{j \in \Omega_B} P_{c,j} + P_{AB1(0)}$$

ここに:

$P_{lossB(0)}$ k 地点に接続されている発電機を除く、配電網 B の電気的損失 (MW)

$P_{B1(0)}$ k 地点に接続されている発電機を除く、接続点 B1 における送電系統から配電網 B への注入電力 (MW)

$P_{BA1(0)}$ k 地点に接続されている発電機を除く、接続点 BA1 における配電網 B から配電網 A への注入電力 (MW)

$P_{AB1(0)}$ k 地点に接続されている発電機を除く、接続点 AB1 における配電網 A から配電網 B への注入電力 (MW)

Ω_B 配電網 B に設定される任意の地点数

$P_{g,j}$ 配電網 B に設定される任意の j 地点に接続される発電機の電力 (MW)

$P_{c,j}$ j 地点に接続される負荷電力 (MW)

(3) k 地点で接続している発電機を含めた状態で全配電網の電気系統について電力潮流を試算する。すべての送電系統の接続地点は、制御バス電圧とみなす。電気的損失は以下のように計算される。

a. ケース I: $$P_{lossA(1)} = P_{A1(1)} + P_{A2(1)} + \sum_{i \in \Omega_A} P_{g,i} - \sum_{i \in \Omega_A} P_{c,i}$$

ここに:

$P_{lossA(1)}$ k 地点に接続されている発電機を含む、配電網 A の電気的損失 (MW)

$P_{A1(1)}$ k 地点に接続されている発電機を含む、接続点 A1 における送電系統から配電網 A への注入電力 (MW)

$P_{A2(1)}$ k 地点に接続されている発電機を含む、接続点 A2 における送電系統から配電網 A への注入電力 (MW)

b. ケース II: $$P_{lossA(1)} = P_{A1(1)} + P_{A2(1)} + \sum_{i \in \Omega_A} P_{g,i} - \sum_{i \in \Omega_A} P_{c,i} + P_{BA1(1)}$$

$$P_{lossB(1)} = P_{B1(1)} + \sum_{j \in \Omega_B} P_{g,j} - \sum_{j \in \Omega_B} P_{c,j} + P_{AB1(1)}$$

ここに:

$P_{lossB(1)}$	k 地点に接続されている発電機を含む、配電網 B の電気的損失 (MW)
$P_{B1(1)}$	k 地点に接続されている発電機を含む、接続点 B1 における送電系統から配電網 B への注入電力 (MW)
$P_{BA1(1)}$	k 地点に接続されている発電機を含む、接続点 BA1 における配電網 B から配電網 A への注入電力 (MW)
$P_{AB1(1)}$	k 地点に接続されている発電機を含む、接続点 AB1 における配電網 A から配電網 B への注入電力 (MW)

(4) 電気的損失の変動は、以下のように計算される。

a. ケース I: $\Delta P_{lossA} = P_{lossA(0)} - P_{lossA(1)}$

b. ケース II: $\Delta P_{lossA} = P_{lossA(0)} - P_{lossA(1)}$, $\Delta P_{lossB} = P_{lossB(0)} - P_{lossB(1)}$

電気的損失の変動の結果は、以下のように評価される。

$\Delta P_{lossA} > 0 \Rightarrow$ k 地点での発電機接続による配電網 A の電気的損失の低減

$\Delta P_{lossA} < 0 \Rightarrow$ k 地点での発電機接続による配電網 A の電気的損失の増加

電気的損失の変動のみが必要な場合、ステップ(2)から(4)について以下のように簡略化できる。

(2) k 地点に接続される発電機を除いて上記ステップ(2) のように電力潮流を試算する。そして以下の情報を得る。

a. ケース I: $P_{A1(0)}, P_{A2(0)}$

b. ケース II: $P_{A1(0)}, P_{A2(0)}, P_{B1(0)}, P_{AB1(0)}, P_{BA1(0)}$

(3) k 地点に接続される発電機を含めて上記ステップ(2) のように電力潮流を試算する。そして以下の情報を得る。

a. ケース I: $P_{A1(1)}, P_{A2(1)}$

b. ケース II: $P_{A1(1)}, P_{A2(1)}, P_{B1(1)}, P_{AB1(1)}, P_{BA1(1)}$

(4) 電気的損失の変動は、以下のように計算される。

a. ケース I: $\Delta P_{lossA} = P_{A1(0)} + P_{A2(0)} - P_{A1(1)} - P_{A2(1)} - P_{g,k}$

b. ケース II: $\Delta P_{lossA} = P_{A1(0)} + P_{A2(0)} + P_{BA1(0)} - P_{A1(1)} - P_{A2(1)} - P_{BA1(1)} - P_{g,k}$

$$\Delta P_{lossB} = P_{B1(0)} + P_{AB1(0)} - P_{B1(1)} - P_{AB1(1)} - P_{g,k}$$

ここに:

$P_{g,k}$	k 地点で接続している発電機の注入電力 (MW)

付属資料－E

経済・財務分析

Case-H0(5MW)

Cash Flow for Small Hydropower -5 MW (Case-H0)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
5	50%	4%	12,500	150	5%	70%	8,855	10	8%	10	25%

NPV ($000)	16,024
FIRR	37.7%
B/C	2.05

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income ($000)	d) Capital Cost ($000) Power Plant	Inter-Connection Cost	e) O/M Cost ($000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan ($000) Principal Repayment	Interest	(h) Total Cost (f+g) ($000)	(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) ($000)	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
0			0	1,875			1,875			1,875	-1,875	0	-1,875	-1,875	
0			0	1,875	45		1,920		354	2,274	-2,274	0	-2,274	-4,149	
1	140	21,900	3,066			153	153	886	708	1,747	1,319	0	1,319	-2,830	633
2	145.6	21,900	3,189			159	159	886	638	1,682	1,506	0	1,506	-1,324	633
3	151.4	21,900	3,316			166	166	886	567	1,618	1,698	0	1,698	374	633
4	157.5	21,900	3,449			172	172	886	496	1,554	1,895	0	1,895	2,269	633
5	163.8	21,900	3,587			179	179	886	425	1,490	2,097	0	2,097	4,366	633
6	170.3	21,900	3,730			187	187	886	354	1,426	2,304	0	2,304	6,670	633
7	177.1	21,900	3,879			194	194	886	283	1,363	2,517	0	2,517	9,187	633
8	184.2	21,900	4,035			202	202	886	213	1,300	2,735	0	2,735	11,921	633
9	191.6	21,900	4,196			210	210	886	142	1,237	2,959	0	2,959	14,880	633
10	199.3	21,900	4,364			218	218	886	71	1,175	3,189	0	3,189	18,070	633
11	207.2	21,900	4,538			227	227			227	4,312	920	3,392	21,462	633
12	215.5	21,900	4,720			236	236			236	4,484	963	3,521	24,983	633
13	224.1	21,900	4,909			245	245			245	4,663	1,008	3,656	28,638	633
14	233.1	21,900	5,105			255	255			255	4,850	1,054	3,796	32,434	633
15	242.4	21,900	5,309			265	265			265	5,044	1,103	3,941	36,375	633
16	252.1	21,900	5,522			276	276			276	5,246	1,153	4,092	40,467	633
17	262.2	21,900	5,743			287	287			287	5,455	1,206	4,250	44,717	633
18	272.7	21,900	5,972			299	299			299	5,674	1,260	4,413	49,130	633
19	283.6	21,900	6,211			311	311			311	5,901	1,317	4,584	53,714	633
20	295.0	21,900	6,460			323	323			323	6,137	1,376	4,761	58,474	633
Total		438,000	91,300	3,750	45	4,565	8,360	8,855	4,250	21,465	69,834	11,360	58,474	58,474	
			31,324							15,301		NPV=	16,024		

Source: JICA Study Team

Case-H1(4MW)

Cash Flow for Small Hydropower -4 MW (Case-H1)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
4	50%	4%	10,000	150	5%	70%	7,105	10	8%	10	25%

NPV ($000)	12,793
FIRR	37.5%
B/C	2.04

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income ($000)	d) Capital Cost ($000) Power Plant	Inter-Connection Cost	e) O/M Cost ($000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan ($000) Principal Repayment	Interest	(h) Total Cost (f+g) ($000)	(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) ($000)	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
0			0	1,500			1,500			1,500	-1,500	0	-1,500	-1,500	
0			0	1,500	45		1,545		284	1,829	-1,829	0	-1,829	-3,329	
1	140	17,520	2,453			123	123	711	568	1,402	1,051	0	1,051	-2,278	508
2	145.6	17,520	2,551			128	128	711	512	1,350	1,201	0	1,201	-1,077	508
3	151.4	17,520	2,653			133	133	711	455	1,298	1,355	0	1,355	278	508
4	157.5	17,520	2,759			138	138	711	398	1,246	1,513	0	1,513	1,791	508
5	163.8	17,520	2,869			143	143	711	341	1,195	1,674	0	1,674	3,466	508
6	170.3	17,520	2,984			149	149	711	284	1,144	1,840	0	1,840	5,306	508
7	177.1	17,520	3,104			155	155	711	227	1,093	2,011	0	2,011	7,316	508
8	184.2	17,520	3,228			161	161	711	171	1,042	2,185	0	2,185	9,502	508
9	191.6	17,520	3,357			168	168	711	114	992	2,365	0	2,365	11,867	508
10	199.3	17,520	3,491			175	175	711	57	942	2,549	0	2,549	14,416	508
11	207.2	17,520	3,631			182	182			182	3,449	735	2,714	17,130	508
12	215.5	17,520	3,776			189	189			189	3,587	770	2,817	19,947	508
13	224.1	17,520	3,927			196	196			196	3,731	806	2,925	22,872	508
14	233.1	17,520	4,084			204	204			204	3,880	843	3,037	25,908	508
15	242.4	17,520	4,247			212	212			212	4,035	882	3,153	29,062	508
16	252.1	17,520	4,417			221	221			221	4,196	922	3,274	32,336	508
17	262.2	17,520	4,594			230	230			230	4,364	964	3,400	35,736	508
18	272.7	17,520	4,778			239	239			239	4,539	1,008	3,531	39,267	508
19	283.6	17,520	4,969			248	248			248	4,720	1,053	3,667	42,934	508
20	295.0	17,520	5,168			258	258			258	4,909	1,100	3,809	46,743	508
Total		350,400	73,040	3,000	45	3,652	6,697	7,105	3,410	17,212	55,827	9,084	46,743	46,743	
			25,060							12,266		NPV=	12,793		

Source: JICA Study Team

Case-H2(3MW)

Cash Flow for Small Hydropower -3 MW (Case-H2)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
3	50%	4%	7,500	150	5%	70%	5,355	10	8%	10	25%

NPV ($000)	9,563
FIRR	37.3%
B/C	2.04

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income ($000)	d) Capital Cost ($000) Power Plant	d) Capital Cost ($000) Inter-Connection Cost	e) O/M Cost ($000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan ($000) Principal Repayment	(g) Loan ($000) Interest	(h) Total Cost (f+g) ($000)	(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) ($000)	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
0			0	1,125			1,125			1,125	-1,125	0	-1,125	-1,125	
0			0	1,125	45		1,170		214	1,384	-1,384	0	-1,384	-2,509	
1	140	13,140	1,840			92	92	536	428	1,056	784	0	784	-1,725	383
2	145.6	13,140	1,913			96	96	536	386	1,017	896	0	896	-829	383
3	151.4	13,140	1,990			99	99	536	343	978	1,012	0	1,012	183	383
4	157.5	13,140	2,069			103	103	536	300	939	1,130	0	1,130	1,313	383
5	163.8	13,140	2,152			108	108	536	257	900	1,252	0	1,252	2,565	383
6	170.3	13,140	2,238			112	112	536	214	862	1,377	0	1,377	3,942	383
7	177.1	13,140	2,328			116	116	536	171	823	1,504	0	1,504	5,446	383
8	184.2	13,140	2,421			121	121	536	129	785	1,636	0	1,636	7,082	383
9	191.6	13,140	2,518			126	126	536	86	747	1,771	0	1,771	8,853	383
10	199.3	13,140	2,618			131	131	536	43	709	1,909	0	1,909	10,762	383
11	207.2	13,140	2,723			136	136			136	2,587	551	2,036	12,798	383
12	215.5	13,140	2,832			142	142			142	2,690	577	2,113	14,911	383
13	224.1	13,140	2,945			147	147			147	2,798	604	2,194	17,105	383
14	233.1	13,140	3,063			153	153			153	2,910	632	2,278	19,383	383
15	242.4	13,140	3,186			159	159			159	3,026	661	2,365	21,748	383
16	252.1	13,140	3,313			166	166			166	3,147	691	2,456	24,205	383
17	262.2	13,140	3,446			172	172			172	3,273	723	2,551	26,755	383
18	272.7	13,140	3,583			179	179			179	3,404	755	2,649	29,404	383
19	283.6	13,140	3,727			186	186			186	3,540	789	2,751	32,155	383
20	295.0	13,140	3,876			194	194			194	3,682	825	2,857	35,012	383
Total		262,800	54,780	2,250	45	2,739	5,034	5,355	2,570	12,959	41,820	6,808	35,012	35,012	
			18,795							9,232		NPV=	9,563		

Source: JICA Study Team

Case-H3(2MW)

Cash Flow for Small Hydropower -2 MW (Case-H3)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
2	50%	4%	5,000	150	5%	70%	3,605	10	8%	10	25%

NPV ($000)	6,332
FIRR	36.9%
B/C	2.02

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	(c) Operation Income ($000)	d) Capital Cost ($000) Power Plant	d) Capital Cost ($000) Inter-Connection Cost	e) O/M Cost ($000)	f) Sub Total Cost (d+e)	(g) Loan ($000) Principal Repayment	(g) Loan ($000) Interest	(h) Total Cost (f+g) ($000)	(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)	(j) Corporate Tax (25%)	(k) Net Income (i-j) ($000)	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
0			0	750			750			750	-750	0	-750	-750	
0			0	750	45		795		144	939	-939	0	-939	-1,689	
1	140	8,760	1,226			61	61	361	288	710	516	0	516	-1,173	258
2	145.6	8,760	1,275			64	64	361	260	684	592	0	592	-581	258
3	151.4	8,760	1,326			66	66	361	231	658	669	0	669	88	258
4	157.5	8,760	1,380			69	69	361	202	631	748	0	748	836	258
5	163.8	8,760	1,435			72	72	361	173	605	829	0	829	1,665	258
6	170.3	8,760	1,492			75	75	361	144	579	913	0	913	2,578	258
7	177.1	8,760	1,552			78	78	361	115	553	998	0	998	3,576	258
8	184.2	8,760	1,614			81	81	361	87	528	1,086	0	1,086	4,662	258
9	191.6	8,760	1,678			84	84	361	58	502	1,176	0	1,176	5,839	258
10	199.3	8,760	1,746			87	87	361	29	477	1,269	0	1,269	7,108	258
11	207.2	8,760	1,815			91	91			91	1,725	367	1,358	8,466	258
12	215.5	8,760	1,888			94	94			94	1,794	384	1,410	9,875	258
13	224.1	8,760	1,964			98	98			98	1,865	402	1,463	11,338	258
14	233.1	8,760	2,042			102	102			102	1,940	421	1,519	12,858	258
15	242.4	8,760	2,124			106	106			106	2,018	440	1,578	14,435	258
16	252.1	8,760	2,209			110	110			110	2,098	460	1,638	16,073	258
17	262.2	8,760	2,297			115	115			115	2,182	481	1,701	17,774	258
18	272.7	8,760	2,389			119	119			119	2,269	503	1,766	19,541	258
19	283.6	8,760	2,484			124	124			124	2,360	526	1,835	21,375	258
20	295.0	8,760	2,584			129	129			129	2,455	549	1,905	23,281	258
Total		175,200	36,520	1,500	45	1,826	3,371	3,605	1,730	8,706	27,813	4,533	23,281	23,281	
			12,530							6,197		NPV=	6,332		

Source: JICA Study Team

Case-H4(1MW)

Cash Flow for Small Hydropower -1MW (Case-H4)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
1	50%	4%	3,000	150	5%	70%	2,205	10	8%	10	25%

NPV ($000)	2,666
FIRR	28.5%
B/C	1.74

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	450			450			450	-450	0	-450	-450	
0			0	450	45		495		88	583	-583	0	-583	-1,033	
1	140	4,380	613			31	31	221	176	428	186	0	186	-848	158
2	145.6	4,380	638			32	32	221	159	411	227	0	227	-621	158
3	151.4	4,380	663			33	33	221	141	395	268	0	268	-353	158
4	157.5	4,380	690			34	34	221	123	378	311	0	311	-41	158
5	163.8	4,380	717			36	36	221	106	362	355	0	355	314	158
6	170.3	4,380	746			37	37	221	88	346	400	0	400	714	158
7	177.1	4,380	776			39	39	221	71	330	446	0	446	1,160	158
8	184.2	4,380	807			40	40	221	53	314	493	0	493	1,653	158
9	191.6	4,380	839			42	42	221	35	298	541	0	541	2,195	158
10	199.3	4,380	873			44	44	221	18	282	591	0	591	2,786	158
11	207.2	4,380	908			45	45			45	862	176	686	3,472	158
12	215.5	4,380	944			47	47			47	897	185	712	4,184	158
13	224.1	4,380	982			49	49			49	933	194	739	4,923	158
14	233.1	4,380	1,021			51	51			51	970	203	767	5,689	158
15	242.4	4,380	1,062			53	53			53	1,009	213	796	6,485	158
16	252.1	4,380	1,104			55	55			55	1,049	223	826	7,312	158
17	262.2	4,380	1,149			57	57			57	1,091	233	858	8,169	158
18	272.7	4,380	1,194			60	60			60	1,135	244	890	9,060	158
19	283.6	4,380	1,242			62	62			62	1,180	256	924	9,984	158
20	295.0	4,380	1,292			65	65			65	1,227	267	960	10,944	158
Total		87,600	18,260	900	45	913	1,858	2,205	1,058	5,121	13,139	2,194	10,944	10,944	
			6,265							3,599		NPV=	2,666		

Source: JICA Study Team

Case-H5(0.7MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.7 MW (Case-H5)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
0.7	50%	4%	2,100	150	5%	70%	1,575	10	8%	10	25%

NPV ($000)	1,827
FIRR	27.8%
B/C	1.71

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	315			315			315	-315	0	-315	-315	
0			0	315	45		360		63	423	-423	0	-423	-738	
1	140	3,066	429			21	21	158	126	305	124	0	124	-614	113
2	145.6	3,066	446			22	22	158	113	293	153	0	153	-461	113
3	151.4	3,066	464			23	23	158	101	282	183	0	183	-278	113
4	157.5	3,066	483			24	24	158	88	270	213	0	213	-65	113
5	163.8	3,066	502			25	25	158	76	258	244	0	244	179	113
6	170.3	3,066	522			26	26	158	63	247	276	0	276	455	113
7	177.1	3,066	543			27	27	158	50	235	308	0	308	763	113
8	184.2	3,066	565			28	28	158	38	224	341	0	341	1,104	113
9	191.6	3,066	587			29	29	158	25	212	375	0	375	1,480	113
10	199.3	3,066	611			31	31	158	13	201	410	0	410	1,890	113
11	207.2	3,066	635			32	32			32	604	123	481	2,371	113
12	215.5	3,066	661			33	33			33	628	129	499	2,870	113
13	224.1	3,066	687			34	34			34	653	135	518	3,387	113
14	233.1	3,066	715			36	36			36	679	142	537	3,925	113
15	242.4	3,066	743			37	37			37	706	148	558	4,482	113
16	252.1	3,066	773			39	39			39	734	155	579	5,061	113
17	262.2	3,066	804			40	40			40	764	163	601	5,662	113
18	272.7	3,066	836			42	42			42	794	170	624	6,286	113
19	283.6	3,066	870			43	43			43	826	178	648	6,934	113
20	295.0	3,066	904			45	45			45	859	187	672	7,606	113
Total		61,320	12,782	630	45	639	1,314	1,575	756	3,645	9,137	1,531	7,606	7,606	
			4,385							2,558		NPV=	1,827		

Source: JICA Study Team

Case-H6(0.5MW)

Cash Flow for Small Hydropower - 0.5 MW (Case-H6)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
0.5	50%	4%	1,500	150	5%	70%	1,155	10	8%	10	25%

NPV ($000)	1,268
FIRR	26.8%
B/C	1.68

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	225			225			225	-225	0	-225	-225	
0			0	225	45		270		46	316	-316	0	-316	-541	
1	140	2,190	307			15	15	116	92	223	83	0	83	-458	83
2	145.6	2,190	319			16	16	116	83	215	104	0	104	-354	83
3	151.4	2,190	332			17	17	116	74	206	126	0	126	-228	83
4	157.5	2,190	345			17	17	116	65	197	147	0	147	-80	83
5	163.8	2,190	359			18	18	116	55	189	170	0	170	89	83
6	170.3	2,190	373			19	19	116	46	180	193	0	193	282	83
7	177.1	2,190	388			19	19	116	37	172	216	0	216	498	83
8	184.2	2,190	403			20	20	116	28	163	240	0	240	738	83
9	191.6	2,190	420			21	21	116	18	155	265	0	265	1,003	83
10	199.3	2,190	436			22	22	116	9	147	290	0	290	1,293	83
11	207.2	2,190	454			23	23			23	431	87	344	1,637	83
12	215.5	2,190	472			24	24			24	448	91	357	1,994	83
13	224.1	2,190	491			25	25			25	466	96	370	2,364	83
14	233.1	2,190	511			26	26			26	485	101	384	2,748	83
15	242.4	2,190	531			27	27			27	504	105	399	3,147	83
16	252.1	2,190	552			28	28			28	525	111	414	3,561	83
17	262.2	2,190	574			29	29			29	546	116	430	3,991	83
18	272.7	2,190	597			30	30			30	567	121	446	4,437	83
19	283.6	2,190	621			31	31			31	590	127	463	4,900	83
20	295.0	2,190	646			32	32			32	614	133	481	5,381	83
Total		43,800	9,130	450	45	456	951	1,155	554	2,661	6,469	1,088	5,381	5,381	
			3,132							1,864		NPV=	1,268		

Source: JICA Study Team

Case-H7(0.3MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.3 MW (Case-H7)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
0.3	50%	4%	900	150	5%	70%	735	10	8%	10	25%

NPV ($000)	710
FIRR	24.9%
B/C	1.61

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	135			135			135	-135	0	-135	-135	
0			0	135	45		180		29	209	-209	0	-209	-344	
1	140	1,314	184			9	9	74	59	141	42	0	42	-302	53
2	145.6	1,314	191			10	10	74	53	136	55	0	55	-247	53
3	151.4	1,314	199			10	10	74	47	130	68	0	68	-178	53
4	157.5	1,314	207			10	10	74	41	125	82	0	82	-96	53
5	163.8	1,314	215			11	11	74	35	120	96	0	96	-1	53
6	170.3	1,314	224			11	11	74	29	114	110	0	110	109	53
7	177.1	1,314	233			12	12	74	24	109	124	0	124	233	53
8	184.2	1,314	242			12	12	74	18	103	139	0	139	372	53
9	191.6	1,314	252			13	13	74	12	98	154	0	154	526	53
10	199.3	1,314	262			13	13	74	6	92	169	0	169	695	53
11	207.2	1,314	272			14	14			14	259	52	207	903	53
12	215.5	1,314	283			14	14			14	269	54	215	1,117	53
13	224.1	1,314	295			15	15			15	280	57	223	1,340	53
14	233.1	1,314	306			15	15			15	291	60	231	1,572	53
15	242.4	1,314	319			16	16			16	303	63	240	1,812	53
16	252.1	1,314	331			17	17			17	315	66	249	2,061	53
17	262.2	1,314	345			17	17			17	327	69	259	2,320	53
18	272.7	1,314	358			18	18			18	340	72	268	2,588	53
19	283.6	1,314	373			19	19			19	354	75	279	2,867	53
20	295.0	1,314	388			19	19			19	368	79	289	3,156	53
Total		26,280	5,478	270	45	274	589	735	353	1,677	3,801	645	3,156	3,156	
			1,879							1,170		NPV=	710		

Source: JICA Study Team

Case-H8(0.2MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.2 MW (Case-H8)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
0.2	50%	4%	600	150	5%	70%	525	10	8%	10	25%

NPV ($000)	430
FIRR	22.6%
B/C	1.52

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000) Power Plant	Inter-Connection Cost	e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000) Principal Repayment	Interest	**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
0			0	90			90			90	-90	0	-90	-90	
0			0	90	45		135		21	156	-156	0	-156	-246	
1	140	876	123			6	6	53	42	101	22	0	22	-224	38
2	145.6	876	128			6	6	53	38	97	31	0	31	-193	38
3	151.4	876	133			7	7	53	34	93	40	0	40	-153	38
4	157.5	876	138			7	7	53	29	89	49	0	49	-104	38
5	163.8	876	143			7	7	53	25	85	59	0	59	-45	38
6	170.3	876	149			7	7	53	21	81	68	0	68	23	38
7	177.1	876	155			8	8	53	17	77	78	0	78	101	38
8	184.2	876	161			8	8	53	13	73	88	0	88	189	38
9	191.6	876	168			8	8	53	8	69	99	0	99	288	38
10	199.3	876	175			9	9	53	4	65	109	0	109	397	38
11	207.2	876	182			9	9			9	172	34	139	536	38
12	215.5	876	189			9	9			9	179	35	144	679	38
13	224.1	876	196			10	10			10	187	37	149	829	38
14	233.1	876	204			10	10			10	194	39	155	984	38
15	242.4	876	212			11	11			11	202	41	161	1,144	38
16	252.1	876	221			11	11			11	210	43	167	1,311	38
17	262.2	876	230			11	11			11	218	45	173	1,484	38
18	272.7	876	239			12	12			12	227	47	180	1,664	38
19	283.6	876	248			12	12			12	236	50	186	1,850	38
20	295.0	876	258			13	13			13	245	52	193	2,043	38
Total		17,520	3,652	180	45	183	408	525	252	1,185	2,467	424	2,043	2,043	
			1,253							823		NPV=	430		

Source: JICA Study Team

Case-H9(0.2MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.2 MW (Case-H9)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
0.2	40%	4%	600	150	5%	70%	525	10	8%	10	25%

NPV ($000)	214
FIRR	16.3%
B/C	1.27

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000) Power Plant	Inter-Connection Cost	e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000) Principal Repayment	Interest	**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
0			0	90			90			90	-90	0	-90	-90	
0			0	90	45		135		21	156	-156	0	-156	-246	
1	140	701	98			5	5	53	42	99	-1	0	-1	-247	38
2	145.6	701	102			5	5	53	38	95	7	0	7	-241	38
3	151.4	701	106			5	5	53	34	91	15	0	15	-226	38
4	157.5	701	110			6	6	53	29	87	23	0	23	-203	38
5	163.8	701	115			6	6	53	25	83	31	0	31	-172	38
6	170.3	701	119			6	6	53	21	79	40	0	40	-132	38
7	177.1	701	124			6	6	53	17	76	49	0	49	-83	38
8	184.2	701	129			6	6	53	13	72	58	0	58	-26	38
9	191.6	701	134			7	7	53	8	68	67	0	67	41	38
10	199.3	701	140			7	7	53	4	64	76	0	76	117	38
11	207.2	701	145			7	7			7	138	25	113	230	38
12	215.5	701	151			8	8			8	143	26	117	347	38
13	224.1	701	157			8	8			8	149	28	121	468	38
14	233.1	701	163			8	8			8	155	29	126	594	38
15	242.4	701	170			8	8			8	161	31	130	724	38
16	252.1	701	177			9	9			9	168	33	135	860	38
17	262.2	701	184			9	9			9	175	34	140	1,000	38
18	272.7	701	191			10	10			10	182	36	146	1,145	38
19	283.6	701	199			10	10			10	189	38	151	1,296	38
20	295.0	701	207			10	10			10	196	40	157	1,453	38
Total		14,016	2,922	180	45	146	371	525	252	1,148	1,774	320	1,453	1,453	
			1,002							789		NPV=	214		

Source: JICA Study Team

Case-H10(0.1MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.1 MW (Case-H10)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
0.1	50%	4%	300	150	5%	70%	315	10	8%	10	25%

NPV ($000)	151
FIRR	17.4%
B/C	1.32

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	45			45			45	-45	0	-45	-45	
0			0	45	45		90		13	103	-103	0	-103	-148	
1	140	438	61			3	3	32	25	60	2	0	2	-146	23
2	145.6	438	64			3	3	32	23	57	6	0	6	-140	23
3	151.4	438	66			3	3	32	20	55	11	0	11	-128	23
4	157.5	438	69			3	3	32	18	53	16	0	16	-112	23
5	163.8	438	72			4	4	32	15	50	22	0	22	-90	23
6	170.3	438	75			4	4	32	13	48	27	0	27	-64	23
7	177.1	438	78			4	4	32	10	45	32	0	32	-31	23
8	184.2	438	81			4	4	32	8	43	38	0	38	6	23
9	191.6	438	84			4	4	32	5	41	43	0	43	49	23
10	199.3	438	87			4	4	32	3	38	49	0	49	98	23
11	207.2	438	91			5	5			5	86	16	70	169	23
12	215.5	438	94			5	5			5	90	17	73	241	23
13	224.1	438	98			5	5			5	93	18	76	317	23
14	233.1	438	102			5	5			5	97	19	78	395	23
15	242.4	438	106			5	5			5	101	20	81	477	23
16	252.1	438	110			6	6			6	105	21	84	561	23
17	262.2	438	115			6	6			6	109	22	87	648	23
18	272.7	438	119			6	6			6	113	23	91	739	23
19	283.6	438	124			6	6			6	118	24	94	833	23
20	295.0	438	129			6	6			6	123	25	98	931	23
Total		8,760	1,826	90	45	91	226	315	151	692	1,133	203	931	931	
Source: JICA Study Team			626							476		NPV=	151		

Case-H11(0.1MW)

Cash Flow for Small Hydropower -0.1 MW (Case-H11)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax	Subsidy
0.1	60%	4%	300	150	5%	70%	315	10	8%	10	25%	

NPV ($000)	259
FIRR	22.8%
B/C	1.53

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	45			45			45	-45	0	-45	-45	
0			0	45	45		90		13	103	-103	0	-103	-148	
1	140	526	74			4	4	32	25	60	13	0	13	-134	23
2	145.6	526	77			4	4	32	23	58	19	0	19	-116	23
3	151.4	526	80			4	4	32	20	56	24	0	24	-92	23
4	157.5	526	83			4	4	32	18	53	29	0	29	-62	23
5	163.8	526	86			4	4	32	15	51	35	0	35	-27	23
6	170.3	526	90			4	4	32	13	49	41	0	41	14	23
7	177.1	526	93			5	5	32	10	46	47	0	47	61	23
8	184.2	526	97			5	5	32	8	44	53	0	53	113	23
9	191.6	526	101			5	5	32	5	42	59	0	59	173	23
10	199.3	526	105			5	5	32	3	39	65	0	65	238	23
11	207.2	526	109			5	5			5	103	20	83	321	23
12	215.5	526	113			6	6			6	108	21	86	408	23
13	224.1	526	118			6	6			6	112	22	90	497	23
14	233.1	526	123			6	6			6	116	23	93	590	23
15	242.4	526	127			6	6			6	121	25	96	687	23
16	252.1	526	133			7	7			7	126	26	100	787	23
17	262.2	526	138			7	7			7	131	27	104	890	23
18	272.7	526	143			7	7			7	136	28	108	998	23
19	283.6	526	149			7	7			7	142	30	112	1,110	23
20	295.0	526	155			8	8			8	147	31	116	1,226	23
Total		10,512	2,191	90	45	110	245	315	151	711	1,480	254	1,226	1,226	
Source: JICA Study Team			752							493		NPV=	259		

Case-W0

Cash Flow for Wind Power-20MW (Case-W0)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost ($)/MWh	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
			1,800								
20	25%	4%	36,000		22	70%	25,200	10	8%	5	25%

NPV ($000)	15,796
FIRR	19.6%
B/C	1.34

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000) Power Plant	Inter-Connection Cost	e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000) Principal Repayment	Interest	**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
0			0	5,400			5,400			5,400	-5,400	0	-5,400	-5,400	
0			0	5,400	0		5,400		1,008	6,408	-6,408	0	-6,408	-11,808	
1	140	43,800	6,132			964	964	2,520	2,016	5,500	632	0	632	-11,176	2,400
2	145.6	43,800	6,377			1,002	1,002	2,520	1,814	5,337	1,041	0	1,041	-10,135	2,400
3	151.4	43,800	6,632			1,042	1,042	2,520	1,613	5,175	1,457	0	1,457	-8,678	2,400
4	157.5	43,800	6,898			1,084	1,084	2,520	1,411	5,015	1,883	0	1,883	-6,795	2,400
5	163.8	43,800	7,174			1,127	1,127	2,520	1,210	4,857	2,317	0	2,317	-4,478	2,400
6	170.3	43,800	7,461			1,172	1,172	2,520	1,008	4,700	2,760	90	2,670	-1,808	2,400
7	177.1	43,800	7,759			1,219	1,219	2,520	806	4,546	3,213	203	3,010	1,202	2,400
8	184.2	43,800	8,069			1,268	1,268	2,520	605	4,393	3,676	319	3,357	4,559	2,400
9	191.6	43,800	8,392			1,319	1,319	2,520	403	4,242	4,150	438	3,713	8,272	2,400
10	199.3	43,800	8,728			1,372	1,372	2,520	202	4,093	4,635	559	4,076	12,348	2,400
11	207.2	43,800	9,077			1,426	1,426			1,426	7,650	1,313	6,338	18,686	2,400
12	215.5	43,800	9,440			1,483	1,483			1,483	7,957	1,389	6,567	25,253	2,400
13	224.1	43,800	9,818			1,543	1,543			1,543	8,275	1,469	6,806	32,059	2,400
14	233.1	43,800	10,210			1,604	1,604			1,604	8,606	1,551	7,054	39,113	2,400
15	242.4	43,800	10,619			1,669	1,669			1,669	8,950	1,637	7,312	46,426	2,400
16	252.1	43,800	11,043			1,735	1,735			1,735	9,308	2,327	6,981	53,407	
17	262.2	43,800	11,485			1,805	1,805			1,805	9,680	2,420	7,260	60,667	
18	272.7	43,800	11,945			1,877	1,877			1,877	10,068	2,517	7,551	68,218	
19	283.6	43,800	12,422			1,952	1,952			1,952	10,470	2,618	7,853	76,070	
20	295.0	43,800	12,919			2,030	2,030			2,030	10,889	2,722	8,167	84,237	
Total		876,000	182,599	10,800	0	28,694	39,494	25,200	12,096	76,790	105,809	21,572	84,237	84,237	
Source: JICA Study Team			62,649							46,853		NPV=	15,796		

Case-W1

Cash Flow for Wind Power-20MW (Case-W1)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost ($)/MWh	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
			1,700								
20	25%	4%	34,000		22	70%	23,800	10	8%	5	25%

NPV ($000)	17,384
FIRR	21.2%
B/C	1.38

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000) Power Plant	Inter-Connection Cost	e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000) Principal Repayment	Interest	**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
0			0	5,100			5,100			5,100	-5,100	0	-5,100	-5,100	
0			0	5,100	0		5,100		952	6,052	-6,052	0	-6,052	-11,152	
1	140	43,800	6,132			964	964	2,380	1,904	5,248	884	0	884	-10,268	2,267
2	145.6	43,800	6,377			1,002	1,002	2,380	1,714	5,096	1,282	0	1,282	-8,986	2,267
3	151.4	43,800	6,632			1,042	1,042	2,380	1,523	4,945	1,687	0	1,687	-7,299	2,267
4	157.5	43,800	6,898			1,084	1,084	2,380	1,333	4,797	2,101	0	2,101	-5,198	2,267
5	163.8	43,800	7,174			1,127	1,127	2,380	1,142	4,650	2,524	0	2,524	-2,674	2,267
6	170.3	43,800	7,461			1,172	1,172	2,380	952	4,504	2,956	172	2,784	109	2,267
7	177.1	43,800	7,759			1,219	1,219	2,380	762	4,361	3,398	283	3,115	3,225	2,267
8	184.2	43,800	8,069			1,268	1,268	2,380	571	4,219	3,850	396	3,454	6,679	2,267
9	191.6	43,800	8,392			1,319	1,319	2,380	381	4,080	4,313	511	3,801	10,480	2,267
10	199.3	43,800	8,728			1,372	1,372	2,380	190	3,942	4,786	630	4,156	14,636	2,267
11	207.2	43,800	9,077			1,426	1,426			1,426	7,650	1,346	6,305	20,941	2,267
12	215.5	43,800	9,440			1,483	1,483			1,483	7,957	1,422	6,534	27,475	2,267
13	224.1	43,800	9,818			1,543	1,543			1,543	8,275	1,502	6,773	34,247	2,267
14	233.1	43,800	10,210			1,604	1,604			1,604	8,606	1,585	7,021	41,268	2,267
15	242.4	43,800	10,619			1,669	1,669			1,669	8,950	1,671	7,279	48,548	2,267
16	252.1	43,800	11,043			1,735	1,735			1,735	9,308	2,327	6,981	55,529	
17	262.2	43,800	11,485			1,805	1,805			1,805	9,680	2,420	7,260	62,789	
18	272.7	43,800	11,945			1,877	1,877			1,877	10,068	2,517	7,551	70,339	
19	283.6	43,800	12,422			1,952	1,952			1,952	10,470	2,618	7,853	78,192	
20	295.0	43,800	12,919			2,030	2,030			2,030	10,889	2,722	8,167	86,359	
Total		876,000	182,599	10,200	0	28,694	38,894	23,800	11,424	74,118	108,481	22,122	86,359	86,359	
Source: JICA Study Team			62,649							45,264		NPV=	17,384		

Case-W2

Cash Flow for Wind Power-20MW (Case-W2)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost ($)/MWh	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
			1,700								
20	34%	4%	34,000		22	70%	23,800	10	8%	5	25%

NPV ($000)	33,365
FIRR	31.9%
B/C	1.64

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	5,100			5,100			5,100	-5,100	0	-5,100	-5,100	
0			0	5,100	0		5,100		952	6,052	-6,052	0	-6,052	-11,152	
1	140	59,568	8,340			1,310	1,310	2,380	1,904	5,594	2,745	0	2,745	-8,407	2,267
2	145.6	59,568	8,673			1,363	1,363	2,380	1,714	5,457	3,217	0	3,217	-5,190	2,267
3	151.4	59,568	9,020			1,417	1,417	2,380	1,523	5,321	3,699	0	3,699	-1,491	2,267
4	157.5	59,568	9,381			1,474	1,474	2,380	1,333	5,187	4,194	0	4,194	2,703	2,267
5	163.8	59,568	9,756			1,533	1,533	2,380	1,142	5,055	4,701	0	4,701	7,403	2,267
6	170.3	59,568	10,146			1,594	1,594	2,380	952	4,926	5,220	738	4,482	11,885	2,267
7	177.1	59,568	10,552			1,658	1,658	2,380	762	4,800	5,752	871	4,881	16,766	2,267
8	184.2	59,568	10,974			1,725	1,725	2,380	571	4,676	6,299	1,008	5,291	22,057	2,267
9	191.6	59,568	11,413			1,794	1,794	2,380	381	4,554	6,859	1,148	5,711	27,767	2,267
10	199.3	59,568	11,870			1,865	1,865	2,380	190	4,436	7,434	1,292	6,142	33,910	2,267
11	207.2	59,568	12,345			1,940	1,940			1,940	10,405	2,035	8,370	42,280	2,267
12	215.5	59,568	12,838			2,017	2,017			2,017	10,821	2,139	8,682	50,962	2,267
13	224.1	59,568	13,352			2,098	2,098			2,098	11,254	2,247	9,007	59,969	2,267
14	233.1	59,568	13,886			2,182	2,182			2,182	11,704	2,359	9,345	69,314	2,267
15	242.4	59,568	14,441			2,269	2,269			2,269	12,172	2,476	9,696	79,009	2,267
16	252.1	59,568	15,019			2,360	2,360			2,360	12,659	3,165	9,494	88,503	
17	262.2	59,568	15,620			2,455	2,455			2,455	13,165	3,291	9,874	98,377	
18	272.7	59,568	16,245			2,553	2,553			2,553	13,692	3,423	10,269	108,646	
19	283.6	59,568	16,894			2,655	2,655			2,655	14,240	3,560	10,680	119,326	
20	295.0	59,568	17,570			2,761	2,761			2,761	14,809	3,702	11,107	130,433	
Total		1,191,360	248,335	10,200	0	39,024	49,224	23,800	11,424	84,448	163,887	33,454	130,433	130,433	
			85,203							51,837		NPV=	33,365		

Source: JICA Study Team

Case-W3

Cash Flow for Wind Power-20MW (Case-W3)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost ($)/MWh	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
			1,600								
20	34%	4%	32,000		22	70%	22,400	10	8%	5	25%

NPV ($000)	34,954
FIRR	34.5%
B/C	1.70

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	4,800			4,800			4,800	-4,800	0	-4,800	-4,800	
0			0	4,800	0		4,800		896	5,696	-5,696	0	-5,696	-10,496	
1	140	59,568	8,340			1,310	1,310	2,240	1,792	5,342	2,997	0	2,997	-7,499	2,133
2	145.6	59,568	8,673			1,363	1,363	2,240	1,613	5,216	3,457	0	3,457	-4,042	2,133
3	151.4	59,568	9,020			1,417	1,417	2,240	1,434	5,091	3,929	0	3,929	-113	2,133
4	157.5	59,568	9,381			1,474	1,474	2,240	1,254	4,969	4,412	0	4,412	4,300	2,133
5	163.8	59,568	9,756			1,533	1,533	2,240	1,075	4,848	4,908	0	4,908	9,207	2,133
6	170.3	59,568	10,146			1,594	1,594	2,240	896	4,730	5,416	821	4,595	13,803	2,133
7	177.1	59,568	10,552			1,658	1,658	2,240	717	4,615	5,937	951	4,986	18,789	2,133
8	184.2	59,568	10,974			1,725	1,725	2,240	538	4,502	6,472	1,085	5,387	24,176	2,133
9	191.6	59,568	11,413			1,794	1,794	2,240	358	4,392	7,021	1,222	5,799	29,976	2,133
10	199.3	59,568	11,870			1,865	1,865	2,240	179	4,284	7,585	1,363	6,222	36,198	2,133
11	207.2	59,568	12,345			1,940	1,940			1,940	10,405	2,068	8,337	44,535	2,133
12	215.5	59,568	12,838			2,017	2,017			2,017	10,821	2,172	8,649	53,184	2,133
13	224.1	59,568	13,352			2,098	2,098			2,098	11,254	2,280	8,974	62,157	2,133
14	233.1	59,568	13,886			2,182	2,182			2,182	11,704	2,393	9,311	71,469	2,133
15	242.4	59,568	14,441			2,269	2,269			2,269	12,172	2,510	9,662	81,131	2,133
16	252.1	59,568	15,019			2,360	2,360			2,360	12,659	3,165	9,494	90,625	
17	262.2	59,568	15,620			2,455	2,455			2,455	13,165	3,291	9,874	100,499	
18	272.7	59,568	16,245			2,553	2,553			2,553	13,692	3,423	10,269	110,768	
19	283.6	59,568	16,894			2,655	2,655			2,655	14,240	3,560	10,680	121,448	
20	295.0	59,568	17,570			2,761	2,761			2,761	14,809	3,702	11,107	132,554	
Total		1,191,360	248,335	9,600	0	39,024	48,624	22,400	10,752	81,776	166,559	34,005	132,554	132,554	
			85,203							50,249		NPV=	34,954		

Source: JICA Study Team

Case-S0

Cash Flow for PV Power-20MW (Case-S0)

3,800

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost ($)/MWh	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
20	18%	4%	76,000		4	70%	53,200	10	8%	5	25%

NPV ($000)	-26,811
FIRR	1.7%
B/C	0.63

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	11,400			11,400			11,400	-11,400	0	-11,400	-11,400	
0			0	11,400	0		11,400		2,128	13,528	-13,528	0	-13,528	-24,928	
1	140	31,536	4,415			126	126	5,320	4,256	9,702	-5,287	0	-5,287	-30,215	5,067
2	145.6	31,536	4,592			131	131	5,320	3,830	9,282	-4,690	0	-4,690	-34,905	5,067
3	151.4	31,536	4,775			136	136	5,320	3,405	8,861	-4,086	0	-4,086	-38,991	5,067
4	157.5	31,536	4,966			142	142	5,320	2,979	8,441	-3,475	0	-3,475	-42,466	5,067
5	163.8	31,536	5,165			148	148	5,320	2,554	8,021	-2,856	0	-2,856	-45,322	5,067
6	170.3	31,536	5,372			153	153	5,320	2,128	7,601	-2,230	0	-2,230	-47,552	5,067
7	177.1	31,536	5,586			160	160	5,320	1,702	7,182	-1,596	0	-1,596	-49,147	5,067
8	184.2	31,536	5,810			166	166	5,320	1,277	6,763	-953	0	-953	-50,100	5,067
9	191.6	31,536	6,042			173	173	5,320	851	6,344	-302	0	-302	-50,402	5,067
10	199.3	31,536	6,284			180	180	5,320	426	5,925	359	0	359	-50,043	5,067
11	207.2	31,536	6,535			187	187			187	6,349	320	6,028	-44,015	5,067
12	215.5	31,536	6,797			194	194			194	6,603	384	6,219	-37,796	5,067
13	224.1	31,536	7,069			202	202			202	6,867	450	6,417	-31,380	5,067
14	233.1	31,536	7,351			210	210			210	7,141	519	6,623	-24,757	5,067
15	242.4	31,536	7,645			218	218			218	7,427	590	6,837	-17,920	5,067
16	252.1	31,536	7,951			227	227			227	7,724	1,931	5,793	-12,127	
17	262.2	31,536	8,269			236	236			236	8,033	2,008	6,025	-6,102	
18	272.7	31,536	8,600			246	246			246	8,354	2,089	6,266	163	
19	283.6	31,536	8,944			256	256			256	8,689	2,172	6,516	6,680	
20	295.0	31,536	9,302			266	266			266	9,036	2,259	6,777	13,457	
Total		630,720	131,471	22,800	0	3,756	26,556	53,200	25,536	105,292	26,179	12,722	13,457	13,457	
Source: JICA Study Team			45,107							71,919		NPV=	-26,811		

Case-S1

Cash Flow for PV Power-20MW (Case-S1)

2,700

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost ($)/MWh	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
20	18%	4%	54,000		4	70%	37,800	10	8%	5	25%

NPV ($000)	-7,518
FIRR	6.9%
B/C	0.86

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	8,100			8,100			8,100	-8,100	0	-8,100	-8,100	
0			0	8,100	0		8,100		1,512	9,612	-9,612	0	-9,612	-17,712	
1	140	31,536	4,415			126	126	3,780	3,024	6,930	-2,515	0	-2,515	-20,227	3,600
2	145.6	31,536	4,592			131	131	3,780	2,722	6,633	-2,041	0	-2,041	-22,268	3,600
3	151.4	31,536	4,775			136	136	3,780	2,419	6,336	-1,560	0	-1,560	-23,829	3,600
4	157.5	31,536	4,966			142	142	3,780	2,117	6,039	-1,072	0	-1,072	-24,901	3,600
5	163.8	31,536	5,165			148	148	3,780	1,814	5,742	-577	0	-577	-25,478	3,600
6	170.3	31,536	5,372			153	153	3,780	1,512	5,445	-74	0	-74	-25,552	3,600
7	177.1	31,536	5,586			160	160	3,780	1,210	5,149	437	0	437	-25,115	3,600
8	184.2	31,536	5,810			166	166	3,780	907	4,853	957	0	957	-24,158	3,600
9	191.6	31,536	6,042			173	173	3,780	605	4,557	1,485	0	1,485	-22,673	3,600
10	199.3	31,536	6,284			180	180	3,780	302	4,262	2,022	0	2,022	-20,651	3,600
11	207.2	31,536	6,535			187	187			187	6,349	687	5,661	-14,990	3,600
12	215.5	31,536	6,797			194	194			194	6,603	751	5,852	-9,138	3,600
13	224.1	31,536	7,069			202	202			202	6,867	817	6,050	-3,088	3,600
14	233.1	31,536	7,351			210	210			210	7,141	885	6,256	3,168	3,600
15	242.4	31,536	7,645			218	218			218	7,427	957	6,470	9,639	3,600
16	252.1	31,536	7,951			227	227			227	7,724	1,931	5,793	15,432	
17	262.2	31,536	8,269			236	236			236	8,033	2,008	6,025	21,456	
18	272.7	31,536	8,600			246	246			246	8,354	2,089	6,266	27,722	
19	283.6	31,536	8,944			256	256			256	8,689	2,172	6,516	34,239	
20	295.0	31,536	9,302			266	266			266	9,036	2,259	6,777	41,016	
Total		630,720	131,471	16,200	0	3,756	19,956	37,800	18,144	75,900	55,571	14,556	41,016	41,016	
Source: JICA Study Team			45,107							52,625		NPV=	-7,518		

Case-S2

Cash Flow for PV Power-20MW (Case-S2)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost ($)/MWh	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
			2,700								
20	25%	4%	54,000		4	70%	37,800	10	8%	5	25%

NPV ($000)	7,889
FIRR	13.2%
B/C	1.14

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	8,100			8,100			8,100	-8,100	0	-8,100	-8,100	
0			0	8,100	0		8,100		1,512	9,612	-9,612	0	-9,612	-17,712	
1	140	43,800	6,132			175	175	3,780	3,024	6,979	-847	0	-847	-18,559	3,600
2	145.6	43,800	6,377			182	182	3,780	2,722	6,684	-307	0	-307	-18,866	3,600
3	151.4	43,800	6,632			189	189	3,780	2,419	6,389	244	0	244	-18,622	3,600
4	157.5	43,800	6,898			197	197	3,780	2,117	6,094	804	0	804	-17,818	3,600
5	163.8	43,800	7,174			205	205	3,780	1,814	5,799	1,374	0	1,374	-16,444	3,600
6	170.3	43,800	7,461			213	213	3,780	1,512	5,505	1,955	0	1,955	-14,489	3,600
7	177.1	43,800	7,759			222	222	3,780	1,210	5,211	2,548	0	2,548	-11,941	3,600
8	184.2	43,800	8,069			231	231	3,780	907	4,918	3,152	0	3,152	-8,789	3,600
9	191.6	43,800	8,392			240	240	3,780	605	4,625	3,767	42	3,726	-5,064	3,600
10	199.3	43,800	8,728			249	249	3,780	302	4,332	4,396	199	4,197	-867	3,600
11	207.2	43,800	9,077			259	259			259	8,818	1,304	7,513	6,646	3,600
12	215.5	43,800	9,440			270	270			270	9,170	1,393	7,778	14,424	3,600
13	224.1	43,800	9,818			281	281			281	9,537	1,484	8,053	22,477	3,600
14	233.1	43,800	10,210			292	292			292	9,919	1,580	8,339	30,816	3,600
15	242.4	43,800	10,619			303	303			303	10,315	1,679	8,636	39,452	3,600
16	252.1	43,800	11,043			316	316			316	10,728	2,682	8,046	47,498	
17	262.2	43,800	11,485			328	328			328	11,157	2,789	8,368	55,866	
18	272.7	43,800	11,945			341	341			341	11,603	2,901	8,702	64,568	
19	283.6	43,800	12,422			355	355			355	12,067	3,017	9,051	73,619	
20	295.0	43,800	12,919			369	369			369	12,550	3,138	9,413	83,031	
Total		876,000	182,599	16,200	0	5,217	21,417	37,800	18,144	77,361	105,238	22,207	83,031	83,031	
Source: JICA Study Team			62,649							54,760		NPV=	7,889		

Case-S3

Cash Flow for PV Power-20MW (Case-S3)

Plant Cap (MW)	Capacity Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost ($)/MWh	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax
			1,600								
20	25%	4%	32,000		4	70%	22,400	10	8%	5	25%

NPV ($000)	25,745
FIRR	27.8%
B/C	1.70

Year	(a) Unit Price ($/MWh)	(b) Generation (MWh)	**(c) Operation Income ($000)**	d) Capital Cost ($000)		e) O/M Cost ($000)	**f) Sub Total Cost (d+e)**	(g) Loan ($000)		**(h) Total Cost (f+g) ($000)**	**(i) Profit befor Tax (c-h) ($000)**	(j) Corporate Tax (25%)	**(k) Net Income (i-j) ($000)**	(l) Accumulated Income ($000)	Depreciation ($000)
				Power Plant	Inter-Connection Cost			Principal Repayment	Interest						
0			0	4,800			4,800			4,800	-4,800	0	-4,800	-4,800	
0			0	4,800	0		4,800		896	5,696	-5,696	0	-5,696	-10,496	
1	140	43,800	6,132			175	175	2,240	1,792	4,207	1,925	0	1,925	-8,571	2,133
2	145.6	43,800	6,377			182	182	2,240	1,613	4,035	2,342	0	2,342	-6,229	2,133
3	151.4	43,800	6,632			189	189	2,240	1,434	3,863	2,769	0	2,769	-3,460	2,133
4	157.5	43,800	6,898			197	197	2,240	1,254	3,691	3,206	0	3,206	-253	2,133
5	163.8	43,800	7,174			205	205	2,240	1,075	3,520	3,653	0	3,653	3,400	2,133
6	170.3	43,800	7,461			213	213	2,240	896	3,349	4,111	495	3,617	7,017	2,133
7	177.1	43,800	7,759			222	222	2,240	717	3,178	4,580	612	3,969	10,985	2,133
8	184.2	43,800	8,069			231	231	2,240	538	3,008	5,061	732	4,329	15,315	2,133
9	191.6	43,800	8,392			240	240	2,240	358	2,838	5,554	855	4,699	20,013	2,133
10	199.3	43,800	8,728			249	249	2,240	179	2,669	6,059	981	5,078	25,091	2,133
11	207.2	43,800	9,077			259	259			259	8,818	1,671	7,146	32,238	2,133
12	215.5	43,800	9,440			270	270			270	9,170	1,759	7,411	39,649	2,133
13	224.1	43,800	9,818			281	281			281	9,537	1,851	7,686	47,335	2,133
14	233.1	43,800	10,210			292	292			292	9,919	1,946	7,972	55,307	2,133
15	242.4	43,800	10,619			303	303			303	10,315	2,045	8,270	63,577	2,133
16	252.1	43,800	11,043			316	316			316	10,728	2,682	8,046	71,623	
17	262.2	43,800	11,485			328	328			328	11,157	2,789	8,368	79,990	
18	272.7	43,800	11,945			341	341			341	11,603	2,901	8,702	88,693	
19	283.6	43,800	12,422			355	355			355	12,067	3,017	9,051	97,743	
20	295.0	43,800	12,919			369	369			369	12,550	3,138	9,413	107,156	
Total		876,000	182,599	9,600	0	5,217	14,817	22,400	10,752	47,969	134,630	27,474	107,156	107,156	
Source: JICA Study Team			62,649							36,904		NPV=	25,745		

付属資料－S

小水力発電

表 S.1　建設費算定条件（例）

Item	Symbol	Unit	Value	Remarks
Catchment Area	***A***	km2	424.0	
Firm Discharge	***Qfm***	m3/s	1.20	Q90% of flow duration curve
Design Intake Discharge	***Qd***	m3/s	8.79	Parameter
Maximum plant discharge	***Qmax***	m3/s	8.79	Qd = Qmax
Intake Water Level	***IWL***	m		from Topo. Map
Tail Water Level	***TWL***	m		from Topo. Map
Gross Head	***Hg***	m	57	Hg=IWL - TWL
Length of headrace channel	***L1***	m	2,600	from Topo. Map
Length of penstock	***L2***	m	290	from Topo. Map
Length of tailrace channel	***L3***	m	10	(assumed)
Factor of head loss for headrace	***a***	-	0.0002	1/1,000 for tunnel, 1/5.000 for open channel
Factor of head loss for penstock	***b***	-	0.0050	assumed 1/200
Factor of head loss for tailrace	***c***	-	0.0002	1/1,000 for tunnel, 1/5.000 for open channel
Other head loss	***Dh***	m	0.00	(assumed)
Total head loss	***Hl***	m	1.97	Hl = a*L1 + b*L2 + c*L3 + DL
Effective Head	***He***	m	55.43	He = Hg - Hl
Combined Efficiency of Maximum Output	***η***	-	87.5%	h = ht * hg
Maximum Output	***Pmax***	kW	4,175	P=9.8*Qd*He*hr*ht
Combined Efficiency of Firm Output	***ηϕ***	-	59%	h = ht * hg
Firm Output	***Pf***	kW	385	Q90%
Number of Turbine Unit	***n***	nos	2	IF(Pmax>=1000, 2, 1)
Transmission Line		km	3.00	(assumed)
Access Road (Gravel Paved, W=4m)		km	2.00	(assumed)

（出典: JICA 調査団）

表 S.2　土木工事費の算定例（1/2）

	Civil Works and Material Cost		Unit	Q'ty	Unit Price (US$)		Notes	Amount (US$)
	Preliminary / General and Day work		L.S.	-		10.0%	% of Civil Work Cost	**972,000**
	Intake Weir							**260,800**
	Maximum plant discharge	*Qmax*	m3/s	8.8				
	Weir/Dam Height	*Hd*	m	2.0			assumed	
*	Crest Width	*Li*	m	62.2	US$/m3		Li = Qmax * 198 / Hd^2 / 7	
	Catchment Area	*A*	km2	424.0			from Topo.Map	
	Region coefficient for Flood	*a*	-	17.0			a=17~84	
	Design Flood	*Qf*	m3/s	1,490			assumed, Qf =(a*A^(A^(-0.05)-1))*A	
	Excavation Volume (Rock)	*Ve*	m3	2,100	US$/m3	3.39	Ve=8.69*(Hd*L)^1.14	7,200
	Temp.Coffer Dam Vol.	*Vsd*	m3	400	US$/m3	16.3	Vsd= Li*Hd *3m	6,600
	Concrete Volume	*Vc*	m3	700	US$/m3	247.4	Vc=16.1*(Hd^2*L)^0.695	173,200
	(Weight of Cement)	*Wc*	ton	290			Wc=Vc * 8.3bag * 50kg/bag (Class:A)	
	(Weight of Fixation Wire)	*Ww*	ton	5.8			Ww=Wc*2%	
	(Weight of Sand)	*Ws*	ton	739			Ws=Vc* 0.48m3 *2200kg/m3 (Class:A)	
	(Weight of Gravel/Stones)	*Wa*	ton	1,232			Wa=Vc* 0.8m3 *2200kg/m3 (Class:A)	
	Weight of Reinforcement Bar	*Wr*	ton	6.0	US$/ton	2,260	Wr=0.0274*Vc^0.830	13,600
	Others		L.S.	-			30% of above costs	60,200
	Intake							**179,300**
	Design Intake Discharge	*Qd*	m3/s	8.79				
	Design Intake Velocity	*V*	m/s	1.40			assumed	
	Diameter of Intake	*Di*	m	2.39			*Di=SQRT(4*Ac / (pi *V))*	
	Excavation Volume	*Ve*	m3	820	US$/m3	3.93	Ve=171*(R*Q)^0.666, R=D/2	3,300
	Concrete Volume	*Vc*	m3	440	US$/m3	236.4	Vc=147*(R*Q)^0.470	104,100
	(Weight of Cement)	*Wc*	ton	150.0			Wc=Vc * 6.8bag * 50kg/bag (Class:B)	
	(Weight of Fixation Wire)	*Ww*	ton	3.00			Ww=Wc*2%	
	(Weight of Sand)	*Ws*	ton	523			Ws=Vc* 0.54m3 *2200kg/m3 (Class:B)	
	(Weight of Gravel/Stones)	*Wa*	ton	794			Wa=Vc* 0.82m3 *2200kg/m3 (Class:B)	
	Weight of Reinforcement Bar	*Wr*	ton	15.9	US$/ton	2,260	Wr=0.0145*Vc^1.15	36,000
	Others		L.S.	-			25% of above costs	35,900
	Settling Basin (Sandtrap)							**535,400**
	Maximum plant discharge	*Qmax*	m3/s	8.79				
	Excavation Volume	*Ve*	m3	5,300	US$/m3	3.93	Ve=515*Qmax^1.07	20,900
*	Concrete Volume	*Vc*	m3	1,300	US$/m3	236.40	Vc=169*(Qd)^0.936	307,400
	(Weight of Cement)	*Wc*	ton	215.0			Wc=Vc * 3.3bag * 50kg/bag (stone masonry 1:4)	
	(Weight of Fixation Wire)	*Ww*	ton	4.30			Ww=Wc*2%	
	(Weight of Sand)	*Ws*	ton	1,420			Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (stone masonry 1:4)	
	(Weight of Gravel/Stones)	*Wa*	ton	3,430			Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (stone masonry 1:4)	
	Weight of Reinforcement Bar	*Wr*	ton	52.1	US$/ton	2,260	Wr=0.120*Vc^0.847	117,800
	Others		L.S.	-			20% of above costs	89,300
	Headrace Channel							**1,339,200**
	Length of Headrace Canal	*Lc*	m	2,600			from Topo.Map	
	Headrace Flow Velocity	*vc*	m/s	2.5			(Open Channel or Pipe Channel =2 ~ 3 m/s)	
	Water Area (Cross Section)	*Ac*	m2	3.52			*Qmax / vc*	
	Thickness of concrete wall	*tc*	m	0.00			assumed	
	* Pipe Diameter (if Piped channel	*Dc*	mm	1,338			*(if piped canal) Dc=SQRT(4*Ac / (pi *vc))*	
	* Pipe Wight (if Pipe channel)	*Wp*	ton	80.00	-	-	Wp [kg]=(0.0227x + 0.022) * L	
	Excavation Volume	*Ve*	m3	59,790	US$/m3	3.93	Ve=6.22*(Ac)^1.04*Lc	235,000
	Concrete Volume	*Vc*	m3	0	US$/m3	236.40	Vc={H*tc*2+(B+2*tc)*tc}*Lc	0
	(Weight of Cement)	*Wc*	ton	0			Wc=Vc * 3.3bag * 50kg/bag (stone masonry 1:4)	
	(Weight of Fixation Wire)	*Ww*	ton	0.00			Ww=Wc*2%	
	(Weight of Sand)	*Ws*	ton	0			Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (stone masonry 1:4)	
	(Weight of Gravel/Stones)	*Wa*	ton	0			Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (stone masonry 1:4)	
	Weight of Reinforcement Bar	*Wr*	ton	0	US$/ton	2,260	Wr=0.577* (Vc/L)^0.888*Lc	0
	* Pipe Material Cost		m	2,600	US$/m	338.85	[US$/m]=0.0916*Dp + 0.0233	881,000
	Others		L.S.	-			20% of above costs	223,200

（出典: JICA 調査団）

表 S.2　土木工事費の算定例（2/2）

		Unit	Q'ty	Unit Price (US$)		Notes	Amount (US$)
Head Tank							**477,000**
Excavation Volume	*Ve*	m3	3,680	US$/m3	3.93	Ve=808*Qmax^0.697	14,500
* Concrete Volume	*Vcf*	m3	930	US$/m3	236.40	Vc=197*Qmax^0.716	219,900
(Weight of Cement)	*Wc*	ton	317			Wc=Vc * 6.8bag * 50kg/bag (Class:B)	
(Weight of Fixation Wire)	*Ww*	ton	6.34			Ww=Wc*2%	
(Weight of Sand)	*Ws*	ton	1,105			Ws=Vc* 0.54m3 *2200kg/m3 (Class:B)	
(Weight of Gravel/Stones)	*Wa*	ton	1,680			Wa=Vc* 0.82m3 *2200kg/m3 (Class:B)	
Weight of Reinforcement Bar	*Wr*	ton	47.0	US$/ton	2,260	Wr=0.051*Vc	106,300
Others		L.S.	-			40% of above costs	136,300
Penstock							**644,000**
Penstock Design Flow Velocity	*Vp*	m	3.0	-	-	(ave. Vp=2 ~ 4 m/s)	
Inner Diameter of Pestock Pipe	*Dp*	m	1.90	-	-	Dp=(4*Qd/ (pi*Vt))^(1/2)	
Penstock Roughness	*np*	mm	0.01			assumed	
Effective Head	*He*	m	55.43			from waterway profile	
Thickness of Steel Pipe	*Tp*	mm	6	-	-	*Tp=0.0362*Hg*Dp+2*	
Length of Penstock Pipe	*Lp*	m	290.0	-	-	from Topo.Map	
Excavation Volume	*Ve*	m3	7,500	US$/m3	3.93	Ve=10.9*Dp^1.33*Lp	29,500
Concrete Volume	*Vc*	m3	1,830	US$/m3	236.40	Vc=2.14*Dp^1.68*Lp	432,600
(Weight of Cement)	*Wc*	ton	620			Wc=Vc * 6.8bag * 50kg/bag (Class:B)	
(Weight of Fixation Wire)	*Ww*	ton	12.40			Ww=Wc*2%	
(Weight of Sand)	*Ws*	ton	1,860			Ws=Vc* 0.46m3 *2200kg/m3 (Class:B)	
(Weight of Gravel/Stones)	*Wa*	ton	3,300			Wa=Vc* 0.82m3 *2200kg/m3 (Class:B)	
Weight of Reinforcement Bar	*Wr*	ton	33.0	US$/ton	2,260	Wr=0.018*Vc	74,600
Others		L.S.	-			20% of above costs	107,300
Spillway							**231,500**
Inner Diameter of Spillway Pipe	*Ds*	m	0.85		-	Ds=Dp * 50%	
Length of Spillway	*Ls*	m	290.0		-	(assumed Installed parallel with penstock)	
Excavation Volume	*Ve*	m3	2,160	US$/m3	3.93	Ve=9.87 * Ds^1.69 * Ls	8,500
Concrete Volume	*Vc*	m3	610	US$/m3	236.40	Vc=2.78 * Ds^1.70 * Ls	144,300
(Weight of Cement)	*Wc*	ton	101.0			Wc=Vc * 3.3bag * 50kg/bag (stone masonry 1:4)	
(Weight of Fixation Wire)	*Ww*	ton	2.02			Ww=Wc*2%	
(Weight of Sand)	*Ws*	ton	666			Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (stone masonry 1:4)	
(Weight of Gravel/Stones)	*Wa*	ton	1,611			Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (stone masonry 1:4)	
Weight of Reinforcement Bar	*Wr*	ton	17.7	US$/ton	2,260	Wr=0.029* Vc	40,100
Others		L.S.	-			20% of above costs	38,600
Power House							**913,300**
Number of unit	*n*	nos	2	unit	-		
Excavation Volume	*Ve*	m3	4,300	US$/m3	3.93	Ve=97.8*{Q*He^(2/3)*n^(1/2)}^0.727	16,900
Concrete Volume	*Vc*	m3	1,700	US$/m3	236.40	Vc=28.1*{Q*He^(2/3)*n^(1/2)}^0.795	401,900
(Weight of Cement)	*Wc*	ton	281			Wc=Vc * 3.3bag * 50kg/bag (stone masonry 1:4)	
(Weight of Fixation Wire)	*Ww*	ton	5.62			Ww=Wc*2%	
(Weight of Sand)	*Ws*	ton	1,860			Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (stone masonry 1:4)	
(Weight of Gravel/Stones)	*Wa*	ton	4,490			Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (stone masonry 1:4)	
Weight of Reinforcement Bar	*Wr*	ton	114	US$/ton	2,260	Wr=0.046*Vc^1.05	257,700
Others		L.S.	-			35% of above costs	236,800
Tailrace							**78,500**
Waterway radius	*R*	m	1.10			assumed	
Excavation Volume	*Ve*	m3	1,200	US$/m3	3.93	Ve=395 * (R*Q)^0.479	4,700
Concrete Volume	*Vc*	m3	191	US$/m3	236.40	Vc=40.4 * (R*Q)^0.684	45,200
(Weight of Cement)	*Wc*	ton	31.5			Wc=Vc * 3.3bag * 50kg/bag (stone masonry 1:4)	
(Weight of Fixation Wire)	*Ww*	ton	0.63			Ww=Wc*2%	
(Weight of Sand)	*Ws*	ton	208			Ws=Vc* 0.496m3 *2200kg/m3 (stone masonry 1:4)	
(Weight of Gravel/Stones)	*Wa*	ton	504			Wa=Vc* 1.2m3 *2200kg/m3 (stone masonry 1:4)	
Weight of Reinforcement Bar	*Wr*	ton	6.8	US$/ton	2,260	Wr=0.278* Vc^0.61	15,500
Others		L.S.	-			20% of above costs	13,100
Access Pass/ Road Construction							**400,000**
Access Road (Gravel Paved, W=4m)		km	2.0	US$/km	200,000	from Topo.Map	400,000
						Sub Total	**6,031,000**

（出典: JICA 調査団）

表 S.3 水力機器および水車・発電機器の費用算定例

Hydraulic Equipment & Material Cost		Unit	Q'ty	Unit Price (US$)		Notes	Amount (US$)
Intake Weir							**50,600**
Weight of Gate	*Wg*	ton	23.0	US$/ton	2,200	Wg=0.145*Qf^0.692	50,600
Intake							**107,400**
Weight of Gate	*Wg*	ton	44.5	US$/ton	2,200	Wg=12.7*(R*Q)^0.533, R=Di/2	97,900
Weight of Screen	*Ws*	ton	2.8	US$/ton	3,390	Ws=0.701*(R*Q)^0.582, R=Di/2	9,500
Settling Basin (Sandtrap)							**24,400**
Weight of Gate	*Wg*	ton	3.5	US$/ton	2,200	Wg=0.910*Qmax^0.613	7,700
Weight of Screen	*Ws*	ton	4.9	US$/ton	3,390	Ws=0.879*Qmax^0.785	16,700
Penstock							**318,700**
Wight of Pipe	*Wp*	ton	94.0	US$/ton	3,390	Wp [ton]=7.85*pi*Dp*Tp/1000*1.15*L	318,700
Outlet Gate							**0**
Weight of Gate	*Wo*	ton	-	US$/ton	2,200	Wg=0.910*Qmax^0.613	-
Others							**100,000**
		L.S.	-			20%	100,000
Sub Total							**601,100**

Electro-Mechanical Equipment	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)		Notes	Amount (US$)
Electro-Mechanical Equipment (Turbine & Ger	kW	4,175	US$/kW	600	Cost [mil.US$] = 0.7452 * P []mW] ^0.8546	2,505,000
Mechanical Transmission	kW	4,175	US$/kW	-	included in Turbine & Generator Cost	0
Generator	kW	4,175	US$/kW	-	included in Turbine & Generator Cost	0
Controller	nos.	2	US$/set	24,000	Cost = 23867 * (Turbine nos.)	48,000
Switch Board Cubicle	kW	4,175	US$/kW	39.28	included in Turbin Cost	164,000
Mandatory Spare Parts	kW	4,175	US$/kW	39.28	Cost = 15.484*P + 3589	164,000
Miscellanies	kW	4,175	US$/kW	16.29	Cost = 4.3077*P + 1355.1	68,000
Erection, Test, Commissioning and Training	kW	4,175	US$/kW	55.81	Cost = 51.824*P + 16269	233,000
					Sub Total	**3,182,000**

Transmission Line	Unit	Q'ty	Unit Price (US$)		Notes	Amount (US$)
Transmission Line	km	3.00	US$/km	50,000	13.2 kV or 46 kV of distribution line (less 5 MW)	150,000
					Sub Total	**150,000**

（出典: JICA 調査団）

表 S.4　工事費総括表（例）

Description	Estimated Cost US$	Note
I. Preparatory work		
(1) Access Road	400,000	
(2) Camp & Facilities	291,200	5.0% * (3 Civil work)
Sub total	**691,200**	
2. Environmental Mitigation Cost	**58,200**	1.0% * (3 Civil work)
3. Civil Works		
(1) Intake Weir	260,800	
(2) Intake	179,300	
(3) Settling Basin	535,400	
(4) Headrace	1,339,200	
(5) Head tank	477,000	
(6) Penstock	644,000	
(7) Spillway	231,500	
(8) Powerhouse	913,300	
(9) Tailrace channel	-	
(10) Tailrace	78,500	
(11) Miscellaneous Works	1,164,800	25.0% * ((1)~(10))
Sub total	**5,824,000**	
4. Hydraulic Equipment		
(1) Gate & Screen	282,400	
(2) Penstock	318,700	
Sub total	**601,000**	
5. Electro-mechanical Equipment	**3,182,000**	
6. Transmission Line	**150,000**	
Direct Cost	**10,506,400**	1+2+3+4+5+6
7. Administration & Engineering fee	**315,000**	3.0% *** Direct Cost**
8. Contingency	**105,000**	1.0% *** Direct Cost**
Total	**10,926,400**	

（出典: JICA 調査団）

表 S.5 財務分析結果例（銀行融資を利用しない場合）

Plant Cap (MW)	Energy (MWh/yr)	Operation Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	O/M Cost	Insualance	Discount Rate
4.175	17,688	48%	4%	10,926	5%	1.50	10%
				-			

Salaries of operators	Person(s)	Unit Cost (US$/month)
Engineer	1	$1,800/month
Operator	2	$500/month
Security guar	2	$400/month
Resident man	1	$500/month

Year	Unit Price	Generation	Benefit Operation Income	Capital Cost ($000)	O/M Cost ($000)	Insuarance Seguros ($000)	Depreciation	Sub Total Cost (d~g) ($000)	Gross Profit	Salaries of operators, engineers, securities, ect.	Tax of Alcaldia	SIGET Annuity	Commercial Registration (CNR)
	($/MWh)	(MWh/year)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)
	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5%+b*0.35	f=Plant Cost*1.5/1000 (98% per year)	g=Plant Cost/50	h=sum(d~e)	i=c-h	j=(1800+2*500+2*400+500)*12*(105%)	k=0.00216*plant cost	l=b*0.51	m=Plant Cost/100,000*11.43
0			0.0	-5,463									
0			0.0	-5,463									
1	140.00	17,688.0	2,476.3		130.0	16.4	218.5	364.9	2,111.4	49.2	23.6	9.0	1.249
2	145.60	17,688.0	2,575.4		135.0	16.1	218.5	369.5	2,205.8	51.2	23.6	9.0	1.249
3	151.42	17,688.0	2,678.4		140.1	15.7	218.5	374.4	2,304.0	53.2	23.6	9.0	1.249
4	157.48	17,688.0	2,785.5		145.5	15.4	218.5	379.4	2,406.1	55.3	23.6	9.0	1.249
5	163.78	17,688.0	2,896.9		151.0	15.1	218.5	384.7	2,512.3	57.6	23.6	9.0	1.249
6	170.33	17,688.0	3,012.8		156.8	14.8	218.5	390.2	2,622.6	59.9	23.6	9.0	1.249
7	177.14	17,688.0	3,133.3		162.9	14.5	218.5	395.9	2,737.4	62.3	23.6	9.0	1.249
8	184.23	17,688.0	3,258.7		169.1	14.2	218.5	401.9	2,856.8	64.7	23.6	9.0	1.249
9	191.60	17,688.0	3,389.0		175.6	13.9	218.5	408.1	2,980.9	67.3	23.6	9.0	1.249
10	199.26	17,688.0	3,524.6		182.4	13.7	218.5	414.6	3,110.0	70.0	23.6	9.0	1.249
11	207.23	17,688.0	3,665.6		189.5	13.4	218.5	421.4	3,244.2	72.8	23.6	9.0	1.249
12	215.52	17,688.0	3,812.2		196.8	13.1	218.5	428.5	3,383.7	75.7	23.6	9.0	1.249
13	224.14	17,688.0	3,964.7		204.4	12.9	218.5	435.8	3,528.8	78.8	23.6	9.0	1.249
14	233.11	17,688.0	4,123.2		212.4	12.6	218.5	443.5	3,679.8	81.9	23.6	9.0	1.249
15	242.43	17,688.0	4,288.2		220.6	12.4	218.5	451.5	3,836.7	85.2	23.6	9.0	1.249
16	252.13	17,688.0	4,459.7		229.2	12.1	218.5	459.8	3,999.9	88.6	23.6	9.0	1.249
17	262.22	17,688.0	4,638.1		238.1	11.9	218.5	468.5	4,169.6	92.2	23.6	9.0	1.249
18	272.71	17,688.0	4,823.6		247.4	11.6	218.5	477.5	4,346.1	95.8	23.6	9.0	1.249
19	283.61	17,688.0	5,016.6		257.0	11.4	218.5	486.9	4,529.6	99.7	23.6	9.0	1.249
20	294.96	17,688.0	5,217.2		267.1	11.2	218.5	496.7	4,720.5	103.7	23.6	9.0	1.249
Total		353,759.5	73,739.9	-10,926.4	3,810.8	272.4		8,453.8					24.978

NPV ($000)	11,575
FIRR (TIR)	21.3%
B/C	1.79
B - C ($000)	11,575

Year	Total Operation cost	Total Cost	Operation Benefit	Interest	Benefit before taxes	Income Taxes	Net income without depresiation	Cash Flow	residual value	Principal Repayment	Net Income	Accumulated Income ($000)	Total Benefit	Total Cost
	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)
	n=j+k+l+m	o=h+n	p=i - n	q=0 (no loan case)	r=p - q	s=r*25% (after 12 year)	t=p-s	u=g+t	v=Plant Cost/50*30	w=0 (no loan case)	x=u+v-w	y		
0											-5,463.2	-5,463	0.0	5,463.2
0											-5,463.2	-10,926	0.0	5,463.2
1	83.1	448.0	2,028.3	0	2,028.3	0.0	2,028.3	2,246.8		0.0	2,246.8	-8,680	2,476.3	229.5
2	85.0	454.6	2,120.8	0	2,120.8	0.0	2,120.8	2,339.3		0.0	2,339.3	-6,340	2,575.4	236.1
3	87.1	461.5	2,216.9	0	2,216.9	0.0	2,216.9	2,435.4		0.0	2,435.4	-3,905	2,678.4	242.9
4	89.2	468.6	2,316.9	0	2,316.9	0.0	2,316.9	2,535.4		0.0	2,535.4	-1,369	2,785.5	250.1
5	91.4	476.1	2,420.8	0	2,420.8	0.0	2,420.8	2,639.4		0.0	2,639.4	1,270	2,896.9	257.6
6	93.7	483.9	2,528.9	0	2,528.9	0.0	2,528.9	2,747.4		0.0	2,747.4	4,017	3,012.8	265.4
7	96.1	492.0	2,641.3	0	2,641.3	0.0	2,641.3	2,859.8		0.0	2,859.8	6,877	3,133.3	273.5
8	98.6	500.5	2,758.2	0	2,758.2	0.0	2,758.2	2,976.7		0.0	2,976.7	9,854	3,258.7	282.0
9	101.2	509.3	2,879.7	0	2,879.7	0.0	2,879.7	3,098.2		0.0	3,098.2	12,952	3,389.0	290.8
10	103.9	518.5	3,006.1	0	3,006.1	0.0	3,006.1	3,224.6		0.0	3,224.6	16,177	3,524.6	300.0
11	106.7	528.1	3,137.5	0	3,137.5	784.4	2,353.1	2,571.6		0.0	2,571.6	18,748	3,665.6	1,093.9
12	109.6	538.1	3,274.1		3,274.1	818.5	2,455.6	2,674.1		0.0	2,674.1	21,422	3,812.2	1,138.1
13	112.6	548.5	3,416.2		3,416.2	854.1	2,562.2	2,780.7		0.0	2,780.7	24,203	3,964.7	1,184.0
14	115.8	559.3	3,564.0		3,564.0	891.0	2,673.0	2,891.5		0.0	2,891.5	27,095	4,123.2	1,231.7
15	119.1	570.5	3,717.6		3,717.6	929.4	2,788.2	3,006.8		0.0	3,006.8	30,101	4,288.2	1,281.4
16	122.5	582.3	3,877.4		3,877.4	969.4	2,908.1	3,126.6		0.0	3,126.6	33,228	4,459.7	1,333.1
17	126.0	594.5	4,043.6		4,043.6	1,010.9	3,032.7	3,251.2		0.0	3,251.2	36,479	4,638.1	1,386.9
18	129.7	607.2	4,216.4		4,216.4	1,054.1	3,162.3	3,380.8		0.0	3,380.8	39,860	4,823.6	1,442.8
19	133.5	620.5	4,396.1		4,396.1	1,099.0	3,297.1	3,515.6		0.0	3,515.6	43,376	5,016.6	1,501.0
20	137.5	634.3	4,583.0		4,583.0	1,145.7	3,437.2	3,655.7	6,555.8	0.0	10,211.6	53,587	11,773.1	1,561.5
Total	2,142.5	10,596.3								0.0	10,522.5	49,918	PV (Benefit)	PV (Cost)
										NPV=	11,574.8		26,185.7	14,610.9

Source: JICA Study Team

（出典: JICA 調査団）

表 S.6　財務分析結果例（銀行融資を利用する場合）

Plant Cap (MW)	Energy (MWh/yr)	Operation Factor (%)	Escalation Rate	Plant Cost ($000)	Inter-Connection Cost ($000)	O/M Cost	% of Loan	Bank Loan ($000)	Repayment Period (year)	Loan Interest Rate p.a	Tax Exemption (year)	Corporate Tax	Discount Rate
4.18	17,688	48%	4%	10,926	0	5%	70%	7,648	10	8%	10	25%	10%
					Included Plant Cost								

Salaries of operators	Person(s)	Unit Cost (US$/month)
Engineer	1	$1,800/month
Operator	2	$500/month
Security gu	2	$400/month
Resident ma	1	$500/month

Year	Unit Price	Generation	Benefit Operation Income	Capital Cost ($000)	O/M Cost ($000)	Insuarance Seguros ($000)	Depreciation	Sub Total Cost (d~g) ($000)	Gross Profit	Salaries of operators, engineers, securitys, ect.	Tax of Alcaldia	SIGET Annuity	Commercial Registration (CNR)
	($/MWh)	(MWh/year)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)
	a (4%)	b	c=a*b	d	e=c*5%+b*0.35	f=Plant Cost*1.05/1000 (98% per year)	g=Plant Cost/50	h=sum(d~e)	i=c-h	j=(1800+2*500+2*400+500)*12* (105%)	k=0.00216*d	l=b*0.51	m=Plant Cost/100,000*11.43
0			0.0	-1,639									
0			0.0	-1,639									
1	140.00	17,688.0	2,476.3		130.0	0.5	218.5	349.1	2,127.2	49.2	23.6	9.0	1.249
2	145.60	17,688.0	2,575.4		135.0	0.5	218.5	354.0	2,221.3	51.2	23.6	9.0	1.249
3	151.42	17,688.0	2,678.4		140.1	0.5	218.5	359.2	2,319.2	53.2	23.6	9.0	1.249
4	157.48	17,688.0	2,785.5		145.5	0.5	218.5	364.5	2,421.0	55.3	23.6	9.0	1.249
5	163.78	17,688.0	2,896.9		151.0	0.5	218.5	370.1	2,526.9	57.6	23.6	9.0	1.249
6	170.33	17,688.0	3,012.8		156.8	0.5	218.5	375.9	2,637.0	59.9	23.6	9.0	1.249
7	177.14	17,688.0	3,133.3		162.9	0.5	218.5	381.9	2,751.5	62.3	23.6	9.0	1.249
8	184.23	17,688.0	3,258.7		169.1	0.5	218.5	388.1	2,870.5	64.7	23.6	9.0	1.249
9	191.60	17,688.0	3,389.0		175.6	0.5	218.5	394.6	2,994.4	67.3	23.6	9.0	1.249
10	199.26	17,688.0	3,524.6		182.4	0.5	218.5	401.4	3,123.2	70.0	23.6	9.0	1.249
11	207.23	17,688.0	3,665.6		189.5	0.4	218.5	408.4	3,257.1	72.8	23.6	9.0	1.249
12	215.52	17,688.0	3,812.2		196.8	0.4	218.5	415.8	3,396.4	75.7	23.6	9.0	1.249
13	224.14	17,688.0	3,964.7		204.4	0.4	218.5	423.4	3,541.3	78.8	23.6	9.0	1.249
14	233.11	17,688.0	4,123.2		212.4	0.4	218.5	431.3	3,691.9	81.9	23.6	9.0	1.249
15	242.43	17,688.0	4,288.2		220.6	0.4	218.5	439.5	3,848.6	85.2	23.6	9.0	1.249
16	252.13	17,688.0	4,459.7		229.2	0.4	218.5	448.1	4,011.6	88.6	23.6	9.0	1.249
17	262.22	17,688.0	4,638.1		238.1	0.4	218.5	457.0	4,181.1	92.2	23.6	9.0	1.249
18	272.71	17,688.0	4,823.6		247.4	0.4	218.5	466.3	4,357.3	95.8	23.6	9.0	1.249
19	283.61	17,688.0	5,016.6		257.0	0.4	218.5	475.9	4,540.6	99.7	23.6	9.0	1.249
20	294.96	17,688.0	5,217.2		267.1	0.4	218.5	486.0	4,731.3	103.7	23.6	9.0	1.249
Total		353,759.5	73,739.9	-3,277.9	3,810.8	9.1		8,190.5					24.978

NPV ($000)	12,282
FIRR	33.0%
B/C	1.88
B - C ($000)	12,282

Year	Total Operation cost	Total Cost	Operation Benefit	Interest	Benefit before taxes	Income Taxes	Net income without depresiation	Cash Flow	residual value	Principal Repayment	Net Income	Accumulated Income ($000)	Total Benefit	Total Cost
	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)	(x1000 US$)
	n=j+k+l+m	o=h+n	p=i - n	q	r=p - q	s=r*25% (after 12 year)	t=p-s	u=g+t	v=Plant Cost/50*30	w=0 (no loan case)	x=u+v-w	y		
0											-1,639.0	-1,639	0.0	1,639.0
0				306	-305.9	0.0	-305.9	-305.9			-1,944.9	-3,584	0.0	1,944.9
1	83.1	432.2	2,044.2	612	1,432.3	0.0	1,432.3	1,650.8		764.8	886.0	-2,698	2,476.3	1,590.4
2	85.0	439.1	2,136.3	551	1,585.6	0.0	1,585.6	1,804.1		764.8	1,039.3	-1,659	2,575.4	1,536.1
3	87.1	446.2	2,232.1	490	1,742.6	0.0	1,742.6	1,961.2		764.8	1,196.3	-462	2,678.4	1,482.1
4	89.2	453.7	2,331.8	428	1,903.5	0.0	1,903.5	2,122.0		764.8	1,357.2	895	2,785.5	1,428.4
5	91.4	461.5	2,435.4	367	2,068.3	0.0	2,068.3	2,286.8		764.8	1,522.0	2,417	2,896.9	1,374.9
6	93.7	469.6	2,543.2	306	2,237.3	0.0	2,237.3	2,455.8		764.8	1,691.0	4,108	3,012.8	1,321.8
7	96.1	478.0	2,655.3	245	2,410.6	0.0	2,410.6	2,629.1		764.8	1,864.3	5,972	3,133.3	1,269.1
8	98.6	486.7	2,771.9	184	2,588.4	0.0	2,588.4	2,806.9		764.8	2,042.0	8,014	3,258.7	1,216.6
9	101.2	495.8	2,893.2	122	2,770.8	0.0	2,770.8	2,989.3		764.8	2,224.5	10,239	3,389.0	1,164.5
10	103.9	505.3	3,019.3	61	2,958.1	0.0	2,958.1	3,176.6		764.8	2,411.8	12,650	3,524.6	1,112.8
11	106.7	515.1	3,150.4	0	3,150.4	787.6	2,362.8	2,581.3		0.0	2,581.3	15,232	3,665.6	1,084.2
12	109.6	525.4	3,286.8		3,286.8	821.7	2,465.1	2,683.6		0.0	2,683.6	17,915	3,812.2	1,128.5
13	112.6	536.0	3,428.6		3,428.6	857.2	2,571.5	2,790.0		0.0	2,790.0	20,705	3,964.7	1,174.7
14	115.8	547.1	3,576.2		3,576.2	894.0	2,682.1	2,900.6		0.0	2,900.6	23,606	4,123.2	1,222.6
15	119.1	558.6	3,729.6		3,729.6	932.4	2,797.2	3,015.7		0.0	3,015.7	26,622	4,288.2	1,272.5
16	122.5	570.6	3,889.1		3,889.1	972.3	2,916.8	3,135.4		0.0	3,135.4	29,757	4,459.7	1,324.3
17	126.0	583.0	4,055.1		4,055.1	1,013.8	3,041.3	3,259.8		0.0	3,259.8	33,017	4,638.1	1,378.3
18	129.7	596.0	4,227.6		4,227.6	1,056.9	3,170.7	3,389.2		0.0	3,389.2	36,406	4,823.6	1,434.4
19	133.5	609.5	4,407.1		4,407.1	1,101.8	3,305.3	3,523.8		0.0	3,523.8	39,930	5,016.6	1,492.7
20	137.5	623.5	4,593.7		4,593.7	1,148.4	3,445.3	3,663.8	6,555.8	0.0	10,219.7	50,150	11,773.1	1,553.4
Total	2,142.5	10,332.9								7,648.5	-1,087.3	-2,641	PV (Benefit)	PV (Cost)
Source: JICA Study Team										NPV=	12,282.1		26,185.7	13,903.6

（出典: JICA 調査団）

表 S.7 小水力ポテンシャル地点（1/4）

No.	Nombre de Proyecto	Río	Departamento	Latitud	Longitud	Etapa del Proyecto	Fuente Original	Actualizado por	Área de Drenaje	Caudal Diseño	Caida bruta	Longitud de la Canal	Longitud de tubería de presión	Area Natural Protegida	Potencia	Energía
	Project Name	River	Department	Latitude	Longitude	Project Stage	Original Source	Updated by	Catchment Area	Design Discharge	Gross Head	Length of Canal	Length of Pestock	Natural Protect Area	Potential	Energy
				(N)	(W)				(km²)	(m³/s)	(m)	(m)	(m)	(SANP)	(MW)	(MWh/Año)
1	El Calambre	Río El Calambre	Morazán	13.9928	88.0804	Construcción	AEA	ONG SABES	6.41	0.422	72.3	n.d.	n.d.		0.058	311
2	Mirazalco	Río Gran.d.e de Sonsonate	Sonsonate	13.8414	89.7456	Construcción	GIZ 2011	Hydro West	219.00	1.706	238.0	n.d.	n.d.		3.370	? 14,762
3	Gualpuca	Río Gualpuca	Morazán	13.8333	88.2333	Financiamiento	AEA	ONG SABES	3.39	0.392	423.0	n.d.	n.d.		1.000	6,155
4	Ilopango Aguacayo	lago de Ilopanago	La Paz	13.6311	89.0334	Financiamiento	INGENDEHSA	INGENDEHSA	n.d.	9.000	n.d.	n.d.	n.d.		17.000	? 74,460
5	San Luis IV	Rio Suquiapa	La Libertad	13.9942	89.4828	Bid Process	CECSA	INGENDEHSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.500	? 6,570
6	Sumpul	Río Sumpul	Chalatenango	13.8300	89.7300	De Registro SIGET	INGENDEHSA	INGENDEHSA	966.43	64.720	62.0	3,000	1,000		16.200	64,043
7	Sucio, Los Tetuntes	Río Sucio	La Libertad	13.8822	89.2594	De Registro SIGET			n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		6.600	? 28,908
8	La Joya	Río Acahuapa	San Vicente	13.6248	88.7383	De Registro SIGET	AEA	ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		3.000	? 13,140
9	San Francisco	Rio Tapuchina	Sonsonate	13.8482	89.7285	De Registro SIGET			n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.000	? 4,380
10	La Colmena (El Volcán)	Río El Volcán/Rio Sn Juan	San Miguel	13.7339	88.2375	De Registro SIGET	ONG SABES	ONG SABES	2.05	0.238	59.1	n.d.	n.d.		0.097	450
11	Quebrada la Cueva / San Jose	Quebrada la cueva / San Jose	Morazán	13.7855	88.2146	De Registro SIGET	GIZ 2011	De Registro SIGET	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.065	455
12	Santa Rosa (El Riachuelo)	Río Riachuelo	San Miguel	13.8518	88.2707	De Registro SIGET	AEA	ONG SABES	24.60	1.854	12.4	n.d.	n.d.		0.038	260
13	Atehuecillas (Rehabilitation)		Ahuachapán	13.9228	89.8811	Rehabilitación	AEA	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.630	? 2,759
14	San Esteban	Río San Esteban	San Miguel	13.5196	88.1829	Rehabilitación	CEL-UCA 1989	CECSA	44.90	1.222	74.0	n.d.	n.d.		0.751	3,287
15	Cucumacayan (Reconversion)	Río Grande de Sonsonate	Sonsonate	13.7500	89.7167	Reconversion	AEA	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.300	17,895
16	Acahuapa (Rehabilitation)		San Vicente	13.6583	88.8157	Rehabilitación		CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.120	? 526
17	Sapuyo (Rehabilitation)		La Paz	13.4941	88.8667	Rehabilitación		CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.060	? 263
18	Chorreron Jiboa	n.d.	La Paz			Factibilidad	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.000	? 8,760
19	La Montañita		Morazan	13.8167	88.2167	Factibilidad		ONG SABES,2008	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.900	? 3,942
20	El Sapo	Río Sapo	Morazán	13.9216	88.1056	Factibilidad	Ing.Alfaro	INGENDEHSA	53.54	4.046	95.3	n.d.	n.d.		0.060	? 263
21	San Luis III	Rio Suquiapa	Santa Ana	13.9942	89.4828	Factibilidad	CECSA	INGENDEHSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.600	? 2,628
22	Sonzacate (Nahuizalco II)	Río Sensunapán	Sonsonate	13.7567	89.7153	Factibilidad	GIZ 2011	Sensunapán S.A. de C	76.23	4.205	110.0	n.d.	n.d.		3.839	16,816
23	Potrerillos	Quebrada Las Lajas	Morazán	13.8084	88.2417	Factibilidad	AEA	ONG SABES	5.31		310.9	n.d.	n.d.		0.320	2,600
24	Guanijiquil - Poza Hon.d.a	Río Sapo	Morazán	13.8500	88.1500	Factibilidad	AEA	ONG SABES	137.58	9.836	2.7	n.d.	n.d.		0.131	510
25	La Cabaña	Río Gran.d.e de San Miguel	Usulután	13.3019	88.2885	Factibilidad	AEA	ONG SABES	1,900.00	53.492	3.7	n.d.	n.d.		0.980	4,300
26	La Loma	Río Osicala	Morazán	13.8167	88.1333	Factibilidad	AEA	ONG SABES	11.36	0.790	84.4	n.d.	n.d.		0.055	398
27	El Progreso	Río Aruate	Morazán	13.8797	88.2216	Factibilidad	AEA	ONG SABES	63.89	5.046	8.3	n.d.	n.d.		0.033	280
28	Araute	Río Araute	Morazán	13.8751	88.2245	Factibilidad	INGENDHESA	INGENDHESA, 2005	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.033	284
29	Cumaro	Río Cumaro	n.d.	13.9167	88.1333	Factibilidad		ONG SABES, 2008	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.040	? 175
30	El Naranjito	Río El Naranjito	Ahuachapán	13.7050	89.9333	Factibilidad	AEA	ONG SABES	1.40	0.112	38.5	n.d.	n.d.		0.031	146
31	Quezalapa	Río Quezalapa	Cuscatlán/Cabañas	13.8833	88.9667	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.050	2,628
32	Tihuapa 1	Río Tihuapa	San Salvador/La Paz	13.5883	89.1383	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.315	3,870
33	Tihuapa 2	Río Tihuapa	San Salvador/La Paz	13.5500	89.1333	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.900	2,580
34	San Simón 1	Río San Simón	Usulután	13.5619	88.5176	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.900	2,040
35	San Simón 2	Río San Simón	Usulután	13.5699	88.5362	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.915	2,484
36	San Simón 3	Río San Simón	Usulután	13.5833	88.5667	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.870	2,570
37	Titihuapa 3	Río Titihuapa	Cabañas/San Vicente	13.6067	88.6500	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.100	6,802
38	Titihuapa 5	Río Titihuapa	Cabañas/San Vicente	13.7667	88.6000	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.410	5,673
39	Cuyuapa	Río Cuyuapa	Sonsonate	13.7500	88.8000	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.020	2,840
40	Suquiapa	Río Suquiapa	Santa Ana	13.9833	89.4333	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		3.530	13,630
41	Gr. Chalatenango	Río Gr. Chalatenango	Chalatenango	14.7167	89.0833	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.630	3,680
42	Sucio 3	Río Sucio	La Libertad/San Salvad	13.9833	89.2833	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.025	11,149
43	Polorós		La Unión	13.8050	89.8083	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.025	5,250
44	Huiza 2	Río Huiza	La Libertad/San Salvad	13.5500	89.2333	Diseños Básicos	CEL-ACCIONA	CEL-ACCIONA, 2011	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.100	6,009
45	Santo Domingo (Presa 1 & 2 &3)	Río Tepechapa/ Río Cacahuata/	Sonsonate	13.7497	89.7838	Pre Factibilidad	CEL-UCA 1989	INGENDEHSA	29.12	1.280	145.0	3,230	1,090		1.540	7,885
46	Chacala Los Apantes (Presa 1 & 2)	Río Chacala / Río Los Apantes	Ahuachapán	13.8037	89.8484	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	19.04	0.838	207.0	3,660	1,140		1.500	8,126
47	Santa Rita	Río Jiboa	La Páz	13.6143	88.9630	Pre Factibilidad	CEL-UCA 1989	INGENDEHSA	374.97	7.403	136.0	4,000	770		8.357	36,603
48	Milingo (Reconversion)	Río Acelhuate	San Salvador	13.7443	89.1619	Pre Factibilidad	AEA	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.800	? 3,504
49	Copinula I	Río Copinula	Ahuachapán	13.7864	89.8444	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	27.89	1.211	60.0	2,265	270		0.603	2,641
50	San José Loma	Río Jiboa	La Páz	13.5411	88.9845	Pre Factibilidad	CEL-UCA 1989	INGENDEHSA	429.69	8.483	27.0	2,076	145		1.901	8,327
51	Cara Sucia (Presa 1 & 2)	Río Mistepe / Río Maishtapula	Ahuachapán	13.8286	89.9814	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	16.21	0.704	100.0	4,328	860	SANP	0.584	2,559
52	San Pedro II	Río San Pedro	Ahuachapán	13.7603	89.8080	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	13.77	0.598	80.0	2,048	450		0.397	1,739
53	Copinula II	Río Copinula	Ahuachapán	13.7482	89.8388	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	33.75	1.466	40.0	n.d.	n.d.		0.487	2,132
54	Qbda El Naranjito al Naranjo		Ahuachapán	13.7050	89.9333	Pre Factibilidad		ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.080	? 350
55	Qbda El Singual, al Cuyapo		Morazan	13.8333	88.2333	Pre Factibilidad		ONG SABES	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.058	? 254
56	Venecia Prusia	n.d.	n.d.			Pre Factibilidad	AEA	Compania Electrica Me	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		1.200	? 5,256
57	Las Pilonas	Río Huiza	San Salvador	13.5762	89.2177	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	34.63	1.031	79.0	n.d.	n.d.		1.100	2,961

（出典: JICA 調査団）

表 S.7　小水力ポテンシャル地点（2/4）

No.	Nombre de Proyecto	Río	Departamento	Latitud	Longitud	Etapa del Proyecto	Fuente Original	Actualizado por	Área de Drenaje	Caudal Diseño	Caida bruta	Longitud de la Canal	Longitud de tubería de presión	Area Natural Protegida	Potencia	Energía
	Project Name	River	Department	Latitude	Longitude	Project Stage	Original Source	Updated by	Catchment Area	Design Discharge	Gross Head	Length of Canal	Length of Pestock	Natural Protect Area	Potential	Energy
				(N)	(W)				(km²)	(m³/s)	(m)	(m)	(m)	(SANP)	(MW)	(MWh/Año)
58	Copinula	Río Copinula	Ahuachapán	13.7862	89.8445	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	28.18	0.509	57.0	n.d.	n.d.		0.241	1,055
59	Santa Emilia I	n.d.	n.d.			Pre Factibilidad	AEA	http://appext.sica.int/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.500	? 2,190
60	Santa Emilia II	n.d.	n.d.			Pre Factibilidad	AEA	http://appext.sica.int/	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		0.500	? 2,190
61	Torola	Río Torola	San Miguel	13.8501	88.4663	Inventory	CEL-UCA 1990	CEL-UCA, 1990.Pag.4	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		4.321	18,667
62	Copinula III	Río Copinula	Ahuachapán	13.7721	89.8431	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	29.27	0.692	80.0	1,100	270		0.463	3,187
63	La Calzadora I	Quebrada La Calzadora	Usulután	13.5667	88.5000	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	6.97	0.136	378.1	3,000	1,000		0.432	2,300
64	Los Hervideros I	Río Los Hervideros	Ahuachapán	13.9550	89.9534	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	95.94	1.475	80.0	2,280	130		0.993	5,457
65	Los Hervideros II (Presa 1 & 2)	Río El Molino / Río Nejapa	Ahuachapán	13.9484	89.9264	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	84.48	0.868	60.0	3,824	145		0.435	3,136
66	Malancola	Río Jiboa	La Páz	13.5695	88.9850	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	423.98	8.789	57.4	2,600	290		4.175	17,688
67	Gran.d.e de San Miguel, Sn Juan	Rio Gran.d.e de San Miguel	Usulután	13.2947	88.3068	Inventory	CEL-UCA 1989	Transénergia, PNUD/G	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		4.500	19,710
68	Gn.d.e de San Miguel, San José	Rio Gran.d.e de San Miguel	Usulután	13.2947	88.3068	Inventory	CEL-UCA 1989	Transénergia, PNUD/G	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		3.200	14,016
69	Chilama I (Presa 1 & 2)	Río Chilama / Río Siguapate	La Libertad	13.6212	89.3309	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	37.62	1.730	180.0	2,464	360		2.623	7,840
70	Guayapa II	Río Guayapa	Ahuachapán	13.8221	89.9345	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.58	0.495	120.0	3,015	325	SANP	0.497	2,599
71	La Calzadora II	Quebrada La Calzadora	Usulután	13.5347	88.5294	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	12.90	0.252	218.7	3,000	1,000		0.457	2,434
72	EL Jabio	Rio Gran.d.e de Sonsonate	Sonsonate	13.7532	88.2887	Inventory	CECSA	CECSA	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		2.000	8,760
73	El Rosario II	Río El Rosario	Ahuachapán	13.7754	89.8729	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	19.02	0.747	80.0	2,265	270		0.498	2,606
74	San Sebastián	Río Tihuapa	La Páz	13.5544	89.1366	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	37.42	0.715	80.0	1,000	210		0.480	2,317
75	Chilama II	Río Chilama	La Libertad	13.5929	89.3300	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	42.13	0.682	80.0	2,604	175		0.457	2,343
76	El Molino I	Río El Molino	Ahuachapán	13.9325	89.8960	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	50.38	0.517	60.0	2,272	150		0.260	1,876
77	Guayapa I	Río Guayapa	Ahuachapán	13.7955	89.9466	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.13	0.673	80.0	2,630	230	SANP	0.450	2,353
78	El Refugio	Río Las Lajas	La Libertad	13.5569	89.2385	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	29.06	0.555	100.0	1,364	320		0.465	2,243
79	Los Toles	Río Los Toles	Ahuachapán	13.9715	89.9386	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	22.80	0.424	120.0	1,713	275		0.428	2,035
80	El Peñon	Río Gran.d.e de San Vicente	La Libertad	13.5855	89.3947	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	21.91	0.482	120.0	1,366	300		0.486	2,212
81	Guayapa V	Río Guayapa	Ahuachapán	13.9476	89.9636	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	31.26	0.581	100.0	2,518	280		0.486	2,310
82	Río Frío / Agua Caliente	Río Frío / Río Agua Caliente	Ahuachapán	14.0387	89.8397	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	205.44	2.109	60.0	1,850	1,330	SANP	0.958	6,906
83	El Charrerón	El Chorrerón	La Libertad	13.6178	89.3460	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	12.60	0.277	180.0	2,057	515		0.418	1,903
84	Santa Lucía	Río Tamanique	La Libertad	13.5962	89.4202	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.58	0.411	280.0	957	885		0.966	3,609
85	El Rosario I	Río El Rosario	Ahuachapán	13.7531	89.8731	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	21.56	0.847	60.0	2,484	230		0.423	2,155
86	Maishtapula	Río Maishtapula	Ahuachapán	13.8444	89.9520	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.29	0.239	160.0	1,754	500	SANP	0.320	1,528
87	Asesesco (Presa 1 & 2)	Río Asesesco / Río Viejo	Cabañas	13.8793	88.9226	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.86	0.864	60.0	2,715	145		0.435	2,105
88	Miramundo	Qda. Miramun.d.o	Chalatenango	14.3268	89.1353	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.53	0.287	200.0	631	735		0.480	1,877
89	Tilapa II	Río Gran.d.e de Chalatenango	Chalatenango	14.2237	89.0976	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	31.71	2.867	80.0	2,486	230		1.925	6,402
90	El Faro (Presa 1 & 2)	Río Los Leones / Río La Máquina	La Libertad	13.5990	89.3561	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.44	0.231	220.0	2,632	620		0.426	1,750
91	Santa María	Río Tihuapa	La Páz	13.5893	89.1307	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	19.85	0.649	160.0	3,049	290		0.874	3,264
92	El Molino II	Río El Molino	Ahuachapán	13.9060	89.8345	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	24.58	0.272	100.0	2,221	820		0.221	1,523
93	San Pedro I	Río San Pedro	Ahuachapán	13.7386	89.8057	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	20.83	0.697	60.0	1,520	410		0.344	1,944
94	Ashuquema I	Río Ashuquema	Ahuachapán	13.9420	89.9720	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	28.05	0.288	80.0	2,431	505		0.189	1,361
95	El Caoba	Río El Naranjo	Ahuachapán	13.7948	89.9263	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.16	0.548	100.0	2,352	610		0.451	2,156
96	El Rosario IV	Río El Rosario	Ahuachapán	13.8103	89.8788	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	8.24	0.372	100.0	1,849	195		0.313	1,496
97	Sunzacuapa III	Río Sunzacuapa	Ahuachapán	13.7681	89.8283	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.13	0.272	80.0	356	150		0.184	1,060
98	Tizapa II	Río Tempisque	Cuscatlán	13.7917	88.9461	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.86	0.833	60.0	1,812	220		0.418	1,907
99	San Isidro	Río Sensipa	La Libertad	13.6160	89.4840	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	9.64	0.315	180.0	2,205	390		0.477	1,782
100	Cauta	Río Cauta	Ahuachapán	13.8035	89.8641	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.93	0.141	160.0	1,406	245		0.191	971
101	Loma de San Juan	Río Huiza	San Salvador	13.5449	89.2304	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	69.44	1.900	60.0	1,628	215		0.954	3,837
102	San Juan Buenavista	Río Aquiquisquillo	La Libertad	13.5382	89.2479	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.34	0.683	160.0	1,768	390	SANP	0.918	3,063
103	Los Pozos	Río Los Pozos	Chalatenango	14.3289	89.1455	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.75	0.700	140.0	1,085	260		0.827	2,791
104	Los Pueblos II	Río de Los Pueblos	Cabañas	13.8643	88.6869	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	24.10	1.881	80.0	2,848	345		1.247	4,627
105	El Jícaro (Presa 1 & 2)	Río Chuluma/Grand. de San Vicente	La Libertad	13.5933	89.4021	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.06	0.591	100.0	2,726	225		0.496	1,851
106	Guarumo	Río Guarumo	Cabañas	13.7670	88.8046	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	19.81	2.661	40.0	1,122	90		0.897	3,647
107	Guascoran	Rio el Sauce	La Unión	13.6446	87.7524	Inventory	CEL-UCA 1989	Transénergia, PNUD/G	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.		12.500	38,000
108	El Diamante II	Río El Diamante	Ahuachapán	13.7672	89.9006	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.83	0.267	100.0	2,076	725		0.218	1,333
109	Río Nejapa I	Río Nejapa	Ahuachapán	13.9336	89.9175	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	27.79	0.263	60.0	1,781	185		0.132	1,000
110	Asuchío	Río Asuchío	La Libertad	13.5618	89.3135	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	13.50	0.369	140.0	1,985	730	SANP	0.428	1,756
111	Agua Fría	Río Agua Fría	Cabañas	13.8100	88.8215	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	14.79	1.987	60.0	1,750	490		0.974	3,960
112	Chilama III	Río Chilama	La Libertad	13.5367	89.3142	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	68.32	1.869	60.0	2,709	235		0.934	3,756
113	Tehuechode	Río Chichicalapa	San Salvador	13.5926	89.1514	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.72	0.252	160.0	2,638	315		0.339	1,267
114	Tizapa IV	Río Ajuluco	Cuscatlán	13.7649	88.9248	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	9.01	0.524	60.0	1,325	150		0.265	1,284
115	Quezalate	Río Quezalate	La Libertad	13.5989	89.2288	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.73	0.737	80.0	1,144	205		0.495	1,651
116	El Anonal	Río El Zonte	La Libertad	13.5565	89.4540	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	22.00	0.720	80.0	2,697	240		0.481	1,794
117	Mizata I	Río Mizata	La Libertad	13.5786	89.5516	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	23.28	0.637	80.0	2,397	405		0.421	1,727
118	Los Pueblos I	Río de Los Pueblos	Cabañas	13.8726	88.7215	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	35.16	1.273	40.0	2,078	355		0.412	2,081
119	El Cutal	Río Teostrife	Chalatenango	14.2258	89.0690	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.68	0.668	80.0	1,796	290		0.445	1,618

（出典: JICA 調査団）

表 S.7　小水力ポテンシャル地点（3/4）

No.	Nombre de Proyecto	Río	Departamento	Latitud	Longitud	Etapa del Proyecto	Fuente Original	Actualizado por	Área de Drenaje	Caudal Diseño	Caida bruta	Longitud de la Canal	Longitud de tubería de presión	Area Natural Protegida	Potencia	Energía
	Project Name	River	Department	Latitude	Longitude	Project Stage	Original Source	Updated by	Catchment Area	Design Discharge	Gross Head	Length of Canal	Length of Pestock	Natural Protect Area	Potential	Energy
				(N)	(W)				(km²)	(m³/s)	(m)	(m)	(m)	(SANP)	(MW)	(MWh/Año)
120	Tepechapa	Río Tepechapa	Cuscatlán	13.7884	88.9756	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.03	0.690	40.0	1,216	105		0.232	1,224
121	El Silencio	Río Comalapa	La Páz	13.5940	89.1084	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	9.62	0.263	130.0	2,580	330		0.287	1,178
122	Concepción Los Planes	Río Comalapa	La Páz	13.5674	89.0916	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.48	0.604	90.0	1,540	465		0.450	1,680
123	El Rosario V	Río El Rosario	Ahuachapán	13.8182	89.8830	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.89	0.271	80.0	1,391	195		0.182	951
124	El Escalón	Río Aquiquisquillo	La Libertad	13.5564	89.2489	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	15.37	0.503	100.0	1,828	365		0.420	1,567
125	Cuitapán	Río Cuitapán	San Salvador	13.5969	89.1825	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.93	0.423	120.0	2,554	505		0.422	1,575
126	Río Ceniza (Presa 1 & 2)	Río Ceniza	Sonsonate	13.7712	89.7030	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	31.64	0.688	60.0	1,556	735		0.330	1,780
127	Papaleguayo (Presa 1 & 2)	Río Papaleguayo/ Río El Patashte	San Salvador	13.5649	89.1588	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.66	0.237	140.0	3,799	275		0.278	1,143
128	Guayapa VI	Río Guayapa	Ahuachapán	13.8328	89.9305	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.66	0.262	80.0	1,144	270	SANP	0.175	915
129	Cauta II	Río Cauta	Ahuachapán	13.7754	89.8604	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	13.60	0.455	60.0	2,192	485		0.223	1,259
130	Guayapa II	Río Guayapa	Ahuachapán	13.9284	89.9511	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	25.85	0.265	60.0	3,015	325		0.131	947
131	San Benito (Presa 1 & 2)	Río Huiza / Río Texis	La Libertad	13.5925	89.4340	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.75	0.581	100.0	2,611	375		0.483	1,613
132	Tecomate	Río Cuitapan	San Salvador	13.5794	89.1882	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	19.46	0.636	80.0	2,447	375		0.421	1,572
133	Tilapa III	Río Gran.d.e de Chalatenango	Chalatenango	14.2371	89.1150	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.39	0.578	100.0	2,066	465		0.480	1,619
134	San Rafael (Presa 1 & 2)	Río Los Trozos / Río Matatapa	La Libertad	13.6417	89.4770	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.07	0.139	200.0	2,370	690		0.232	955
135	Ayacachapa III	Río Ayacachapa	Sonsonate	13.6506	89.5371	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	11.34	0.371	100.0	1,540	195		0.312	1,166
136	Ayacachapa II	Río Ayacachapa	Sonsonate	13.9282	89.5561	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	16.97	0.668	80.0	2,618	175		0.448	1,495
137	Sunzacuapa I	Río Sunzacuapa	Ahuachapán	13.7237	89.8238	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	20.08	0.606	40.0	1,923	325		0.197	1,183
138	Tilapa I	Río Gran.d.e de Chalatenango	Chalatenango	14.2154	89.0780	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	40.32	3.101	40.0	1,330	230		1.025	3,680
139	Apancoyo II	Río Apancoyo	Sonsonate	13.6516	89.5709	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	12.61	0.496	100.0	2,310	250		0.416	1,388
140	Tizapa III	Río Camalote	Cuscatlán	13.7902	88.9363	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	2.87	0.235	100.0	592	140		0.198	800
141	Río Nejapa II	Río Nejapa	Ahuachapán	13.9203	89.8979	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	25.14	0.258	60.0	1,813	560		0.126	907
142	El Rosario III	Río El Rosario	Ahuachapán	13.7880	89.8750	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.93	0.586	40.0	621	190		0.195	994
143	Guayapa IV (Presa 1 & 2)	Río Guayapa / Qda. Los Chorros	Ahuachapán	13.8455	89.9282	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.92	0.176	100.0	769	150	SANP	0.149	713
144	Mizata II	Río Mizata	La Libertad	13.6137	89.5317	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	14.76	0.404	80.0	2,106	225		0.270	1,109
145	Sunzacuapa II	Río Sunzacuapa	Ahuachapán	13.7414	89.8198	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.61	0.589	40.0	1,749	275		0.193	1,090
146	El Tablón	Quebrada El Aguacate	La Libertad	13.5633	89.3746	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.37	0.143	160.0	1,879	140		0.194	723
147	El Diamante I	Río El Diamante	Ahuachapán	13.7310	89.9045	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	18.13	0.713	40.0	2,417	210		0.235	1,196
148	El Rosario VI	Río El Rosario	Ahuachapán	13.8262	89.8863	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	5.46	0.246	80.0	940	240	SANP	0.165	789
149	Talquezalar	Río Talquezalar	Chalatenango	14.2894	89.1316	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.30	0.502	100.0	832	265		0.421	1,238
150	El Cedro	Río Pepetapa	La Páz	13.5974	89.0623	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.82	0.269	150.0	2,700	590		0.336	1,119
151	Guayapa III (Presa 1 & 2)	Río Guayapa	Ahuachapán	13.9006	89.9135	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	16.65	0.144	80.0	2,714	705		0.093	733
152	Mizata III	Río Mizata	La Libertad	13.6247	89.5190	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	9.36	0.256	100.0	1,963	240		0.215	883
153	Ayacachapa I	Río Ayacachapa	Sonsonate	13.5938	89.5708	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	34.08	0.651	40.0	1,727	105		0.218	1,036
154	Comizapa	Río Comizapa	Cuscatlán	13.8587	88.9861	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	2.52	0.180	100.0	898	155		0.152	673
155	Las Mesas	Río El Najanjito	Ahuachapán	13.7906	89.9111	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.45	0.048	220.0	1,494	495		0.089	513
156	San Ignacio	Río San Ignacio	Chalatenango	14.3288	89.1968	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.50	0.875	60.0	1,023	190		0.441	1,269
157	Ashuquema II	Río Ashuquema	Ahuachapán	13.9226	89.9544	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	22.53	0.250	60.0	1,391	730		0.120	822
158	El Matazano	Río El Shilo	La Libertad	13.6098	89.5025	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.12	0.102	200.0	1,948	140		0.173	648
159	Siberia	Río El Zonte	La Libertad	13.5738	89.4538	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	17.41	0.476	60.0	1,625	180		0.240	965
160	Joya Verde	Río Taquillo	La Libertad	13.5367	89.4899	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.48	0.178	120.0	2,207	350		0.178	731
161	Aguachapío III	Río Aguachapío	Ahuachapán	13.7986	89.9593	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.36	0.133	100.0	1,986	190	SANP	0.112	583
162	Apancoyo III	Río Apancoyo	Sonsonate	13.6631	89.5479	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.65	0.155	120.0	1,457	210		0.156	641
163	Tazulá	Río Tazulá	Sonsonate	13.6682	89.5818	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.62	0.209	100.0	1,770	250		0.175	719
164	Metalío I	Río Metalío	Ahuachapán	13.7157	89.8581	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	7.39	0.138	60.0	3,015	325		0.068	517
165	Aguachapío II	Río Aguachapío	Ahuachapán	13.7850	89.9733	Pre Factibilidad	INGENDEHSA	INGENDEHSA	5.22	0.226	60.0	n.d.	n.d.		0.113	493
166	El Izcanal IV	Río Izcanal	Ahuachapán	13.8160	89.9612	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	2.89	0.088	110.0	1,983	395		0.080	487
167	Los Ausoles	Río Los Ausoles	Ahuachapán	13.9332	89.8165	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	13.33	0.137	60.0	2,022	345		0.068	490
168	Guayapa IV	Río Guayapa	Ahuachapán	13.8750	89.9183	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.02	0.052	140.0	1,022	840		0.060	430
169	Mizata IV	Río Mizata	La Libertad	13.6348	89.5063	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.08	0.231	100.0	848	560		0.191	715
170	El Izcanal III	Río Izcanal	Ahuachapán	13.8001	89.9746	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.53	0.131	60.0	1,766	285	SANP	0.065	444
171	Quebrada Hon.d.a	Quebrada Hon.d.a	Chalatenango	14.2323	89.2393	Inventory		JICA Study Team	3.74	0.266	80.0	1,541	330		0.177	649
172	Tihuicha I	Río Tihuicha	Ahuachapán	13.7397	89.8906	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.05	0.109	80.0	757	755		0.071	459
173	Río Nejapa III	Río Nejapa	Ahuachapán	13.8808	89.8880	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	10.94	0.121	60.0	1,780	340		0.060	412
174	El Izcanal I	Río Izcanal	Ahuachapán	13.7782	89.9959	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	11.14	0.180	40.0	922	495		0.058	462
175	La Soledad I	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapán	13.8361	90.0161	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	10.23	0.121	70.0	1,874	370		0.070	415
176	El Sauce (Presa 1 & 2)	Río El Carrizo/ Río de Cupa	La Libertad	13.5444	89.5244	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	16.25	0.263	60.0	2,382	645		0.127	641
177	La Soledad II	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapán	13.8511	90.0023	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.07	0.084	100.0	2,074	620	SANP	0.069	416
178	Metalío II	Río Metalío	Ahuachapán	13.7531	89.8526	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	2.74	0.108	80.0	1,252	220		0.072	378
179	Texispulco	Río Texispulco	Ahuachapán	13.7594	89.8017	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	4.17	0.126	60.0	1,880	285		0.063	378

（出典: JICA 調査団）

表 S.7　小水力ポテンシャル地点（4/4）

No.	Nombre de Proyecto	Río	Departamento	Latitud	Longitud	Etapa del Proyecto	Fuente Original	Actualizado por	Área de Drenaje	Caudal Diseño	Caida bruta	Longitud de la Canal	Longitud de tubería de presión	Area Natural Protegida	Potencia	Energía
	Project Name	River	Department	Latitude	Longitude	Project Stage	Original Source	Updated by	Catchment Area	Design Discharge	Gross Head	Length of Canal	Length of Pestock	Natural Protect Area	Potential	Energy
				(N)	(W)				(km²)	(m³/s)	(m)	(m)	(m)	(SANP)	(MW)	(MWh/Año)
180	Ashuquema III (Presa 1 & 2)	Río Ashuquema / Río Ishcanelo	Ahuachapán	13.8865	89.9406	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.41	0.099	80.0	891	335		0.066	362
181	Río Chiquito	Río Chiquito	Cabañas	13.7794	88.8428	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	6.02	0.147	40.0	899	720		0.046	384
182	Casa de Piedra	Río Casa de Piedra	San Salvador	13.6277	89.2174	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.14	0.091	100.0	3,179	170		0.076	347
183	Tizapa V	Río Paso Hon.d.o	Cuscatlán	13.7607	88.9009	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	1.61	0.104	80.0	1,897	250		0.070	327
184	Los Milagros	Río San Antonio	Sonsonate	13.7511	89.7414	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.92	0.131	60.0	706	450		0.065	328
185	El Quequeishque II	Río El Quequeishque	Ahuachapán	13.8683	89.9955	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	4.23	0.081	100.0	1,430	240		0.068	309
186	El Izcanal II	Río Izcanal	Ahuachapán	13.7924	89.9876	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	8.50	0.144	40.0	3,580	495	SANP	0.045	355
187	La Soledad IV (Presa 1 & 2)	Río San Franscisco La Soledad	Ahuachapán	13.8681	89.9722	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.77	0.042	200.0	986	335	SANP	0.070	274
188	Tizapa I	Río El Rosario	Cuscatlán	13.8001	88.9611	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	2.10	0.136	60.0	1,639	225		0.068	311
189	Telescaligüe	Río Telescaligüe	Sonsonate	13.6287	89.5878	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.09	0.085	100.0	1,522	185		0.071	292
190	Los Infiernillos	Qda. Los Infiernillos	Chalatenango	14.2763	89.0697	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	0.97	0.051	160.0	1,320	685		0.067	279
191	La Soledad III	Río San Franscisco La Soledad	Ahuachapán	13.8559	89.9837	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	4.43	0.053	100.0	2,864	230	SANP	0.044	266
192	El Quequeishque I	Río El Quequeishque	Ahuachapán	13.8550	90.0095	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	7.25	0.120	60.0	791	325		0.060	289
193	Ayacachapa IV (Presa 1 & 2)	Río Estasuche / Río Cacaguayo	Sonsonate	13.6133	89.5533	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	6.65	0.127	60.0	1,843	285		0.063	300
194	Sunzapúa I	Río Sunzapúa	Sonsonate	13.6085	89.5990	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.73	0.102	80.0	1,658	250		0.068	279
195	Ojushico I	Río Ojushico	Sonsonate	13.6013	89.5935	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	5.40	0.119	60.0	2,495	155		0.060	267
196	Sihuapilapa I	Río Sihuapilapa	Sonsonate	13.5648	89.5780	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.29	0.053	100.0	1,633	550		0.044	225
197	Ojushico II	Río Ojushico	Sonsonate	13.6159	89.5744	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.27	0.050	160.0	2,469	270		0.067	224
198	Aguachapío I	Río Aguachapío	Ahuachapán	13.8213	89.9448	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	0.53	0.024	200.0	892	490	SANP	0.040	192
199	Apancoyo I (Presa 1 & 2)	Río Apancoyo / Río Telescaligüe	Sonsonate	13.6347	89.5904	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	20.42	0.112	40.0	1,056	800		0.034	232
200	Chagalapa I	Río Chagalapa	Ahuachapán	13.8606	90.0259	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	3.87	0.046	80.0	2,237	390		0.030	181
201	Cuilapa	Río Cuilapa	Ahuachapán	13.7669	89.9507	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.91	0.051	80.0	2,505	1,490		0.031	203
202	Sunzapúa II	Río Sunzapúa	Sonsonate	13.6193	89.5865	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	1.96	0.043	100.0	1,462	255		0.036	165
203	Chagalapa II	Río Chagalapa	Ahuachapán	13.8701	90.0058	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.77	0.042	120.0	1,871	530		0.042	164
204	Río Frío	Río Frío	Sonsonate	13.7425	89.7486	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	1.16	0.047	80.0	1,320	290		0.031	143
205	Tianmica	Río Tianmica	Ahuachapán	13.8783	90.0395	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	2.27	0.043	80.0	1,588	350		0.029	131
206	Tihuicha II	Río Tihuicha	Ahuachapán	13.7531	89.8910	Inventory	CEL-UCA 1989	JICA Study Team	0.28	0.006	100.0	900	485		0.005	36
207	Huiscoyol	Río Huiscoyol	Ahuachapán	13.8573	90.0152	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	0.32	0.006	100.0	1,712	480		0.005	25
208	Sihuapilapa II	Qda. El Tambor	Sonsonate	13.5758	89.5634	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	0.58	0.005	100.0	1,787	215		0.004	25
209	Quebrada Seca	Quebrada Seca	Sonsonate	13.5806	89.6045	Inventory	INGENDEHSA	JICA Study Team	0.77	0.004	80.0	1,589	445		0.003	20
	Totales													**20**	**180.759**	**756,000**
														Max.=	17.000	74,460
														Min.=	0.003	20

Note: Italic number was estimated values.　　N.d.: No dat.

（出典: JICA 調査団）

表 S.8 小水力ポテンシャル地点の財務評価結果（1/2）

No.	Nombre de Proyecto	Etapa del Proyecto	Area Natural Protegida	Potencia	Energía	Factor de planta	Inversión Total	Costo/kW	Generación de costos	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco) Project Base (without Bank Loan)			Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank Loan)			Fase del proyecto
	Project Name	Project Stage	Natural Protect Area	Potential	Energy	Plant Factor	Investment Cost	Cost/kW	Generation Cost	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	Project Phase
			(SANP)	(MW)	(MWh/Año)		(x 1,000 US$)	(US$/kW)	(US$/kWh)	(%)	(x1,000 US$)		(%)	(x1,000 US$)		
1	El Calambre	Construcción		0.058	311	61%	146	2,512	? 0.062	16.5%	82	1.17	? 39.4%	? 207	? 1.83	1
2	Mirazalco	Construcción		3.370	? 14,762	? 50%	9,969	2,958	? 0.089	? 19.6%	? 8,830	? 1.67	? 29.3%	? 9,475	? 1.76	1
3	Gualpuca	Financiamiento		1.000	6,155	70%	1,475	1,475	? 0.032	26.0%	614	1.70	? 90.5%	? 5,893	? 2.94	1
4	Ilopango Aguacayo	Financiamiento		17.000	? 74,460	? 50%	? 51,000	? 3,000	? 0.090	? 19.7%	? 45,746	? 1.70	? 29.5%	? 49,047	? 1.80	1
5	San Luis IV	Bid Process		1.500	? 6,570	? 50%	? 5,250	? 3,500	? 0.105	? 16.3%	? 2,953	? 1.43	? 22.4%	? 3,293	? 1.50	1
6	Sumpul	De Registro SIGET		16.200	64,043	45%	? 48,600	? 3,000	? 0.100	? 17.9%	? 35,075	? 1.58	? 25.8%	? 38,221	? 1.67	1
7	Sucio, Los Tetuntes	De Registro SIGET		6.600	? 28,908	? 50%	? 19,800	? 3,000	? 0.090	? 19.5%	? 17,481	? 1.69	? 29.2%	? 18,762	? 1.78	1
8	La Joya	De Registro SIGET		3.000	? 13,140	? 50%	? 9,000	? 3,000	? 0.090	? 19.2%	? 7,696	? 1.65	? 28.6%	? 8,279	? 1.74	1
9	San Francisco	De Registro SIGET		1.000	? 4,380	? 50%	? 3,000	? 3,000	? 0.090	? 18.2%	? 2,261	? 1.53	? 26.4%	? 2,455	? 1.61	1
10	La Colmena (El Volcán)	De Registro SIGET		0.097	450	53%	290	2,986	? 0.085	15.3%	124	1.10	? 28.0%	? 259	? 1.63	1
11	Quebrada la Cueva / San Jose	De Registro SIGET		0.065	455	80%	294	4,527	? 0.085	13.2%	88	1.10	? 28.0%	? 262	? 1.63	1
12	Santa Rosa (El Riachuelo)	De Registro SIGET		0.038	260	78%	180	4,737	? 0.091	11.8%	30	1.00	? 22.7%	? 116	? 1.43	1
13	Atehuecillas (Rehabilitation)	Rehabilitación		0.630	? 2,759	? 50%	? 1,890	? 3,000	? 0.090	? 17.6%	? 1,300	? 1.46	? 25.0%	? 1,422	? 1.53	1
14	San Esteban	Rehabilitación		0.751	3,287	50%	4,858	6,472	? 0.195	? 8.3%	? -689	? 0.88	? 8.6%	? -374	? 0.93	1
15	Cucumacayan (Reconversion)	Reconversion		2.300	17,895	89%	2,225	967	? 0.016	42.0%	261	1.76	? 164.1%	? 19,707	? 4.25	1
16	Acahuapa (Rehabilitation)	Rehabilitación		0.120	? 526	? 50%	? 360	? 3,000	? 0.090	? 18.2%	? 270	? 1.53	? 26.4%	? 294	? 1.60	1
17	Sapuyo (Rehabilitation)	Rehabilitación		0.060	? 263	? 50%	? 180	? 3,000	? 0.090	? 16.6%	? 107	? 1.38	? 23.1%	? 119	? 1.44	1
18	Chorreron Jiboa	Factibilidad		2.000	? 8,760	? 50%	? 6,000	? 3,000	? 0.090	? 19.0%	? 4,979	? 1.62	? 28.1%	? 5,367	? 1.70	1
19	La Montañita	Factibilidad		0.900	? 3,942	? 50%	? 2,700	? 3,000	? 0.090	? 18.2%	? 2,034	? 1.53	? 26.4%	? 2,208	? 1.61	1
20	El Sapo	Factibilidad		0.060	? 263	? 50%	? 180	? 3,000	? 0.090	31.0%	11,010	3.32	? 23.1%	? 119	? 1.44	1
21	San Luis III	Factibilidad		0.600	? 2,628	? 50%	? 1,800	? 3,000	? 0.090	? 17.4%	? 1,218	? 1.45	? 24.8%	? 1,335	? 1.52	1
22	Sonzacate (Nahuizalco II)	Factibilidad		3.839	16,816	50%	9,450	2,461	? 0.074	22.3%	9,758	2.18	? 37.2%	? 12,427	? 2.00	1
23	Potrerillos	Factibilidad		0.320	2,600	93%	976	3,049	? 0.049	18.4%	257	1.50	? 59.1%	? 2,292	? 2.52	1
24	Guanijiquil - Poza Hon.d.a	Factibilidad		0.131	510	44%	345	2,637	? 0.089	14.7%	140	1.43	? 26.7%	? 287	? 1.61	1
25	La Cabaña	Factibilidad		0.980	4,300	50%	2,600	2,653	? 0.080	11.4%	181	1.40	? 31.4%	? 2,731	? 1.75	1
26	La Loma	Factibilidad		0.055	398	83%	270	4,905	? 0.089	16.0%	136	1.15	? 25.7%	? 212	? 1.56	1
27	El Progreso	Factibilidad		0.033	280	97%	200	6,061	? 0.094	11.8%	34	1.00	? 22.2%	? 124	? 1.42	1
28	Araute	Factibilidad		0.033	284	98%	? 99	? 3,000	? 0.046	? 30.6%	? 206	? 1.98	? 54.9%	? 212	? 2.05	1
29	Cumaro	Factibilidad		0.040	? 175	? 50%	? 120	? 3,000	? 0.090	? 15.0%	? 53	? 1.26	? 19.9%	? 61	? 1.30	1
30	El Naranjito	Factibilidad		0.031	146	54%	97	3,124	? 0.087	10.3%	2	0.85	? 18.9%	? 44	? 1.26	1
31	Quezalapa	Diseños Básicos		1.050	2,628	29%	? 3,150	? 3,000	? 0.158	? 9.9%	? -26	? 0.99	? 11.1%	? 178	? 1.05	1
32	Tihuapa 1	Diseños Básicos		1.315	3,870	34%	? 3,945	? 3,000	? 0.134	? 12.3%	? 794	? 1.16	? 15.1%	? 1,049	? 1.22	1
33	Tihuapa 2	Diseños Básicos		0.900	2,580	33%	? 2,700	? 3,000	? 0.138	? 11.6%	? 359	? 1.10	? 13.8%	? 534	? 1.16	1
34	San Simón 1	Diseños Básicos		0.900	2,040	26%	? 2,700	? 3,000	? 0.174	? 8.6%	? -304	? 0.91	? 9.1%	?- 130	? 0.96	1
35	San Simón 2	Diseños Básicos		0.915	2,484	31%	? 2,745	? 3,000	? 0.146	? 10.9%	? 201	? 1.06	? 12.6%	? 379	? 1.11	1
36	San Simón 3	Diseños Básicos		0.870	2,570	34%	? 2,610	? 3,000	? 0.134	? 11.9%	? 427	? 1.12	? 14.3%	? 596	? 1.18	1
37	Titihuapa 3	Diseños Básicos		2.100	6,802	37%	? 6,300	? 3,000	? 0.122	? 14.2%	? 2,305	? 1.29	? 18.4%	? 2,713	? 1.36	1
38	Titihuapa 5	Diseños Básicos		1.410	5,673	46%	? 4,230	? 3,000	? 0.098	? 17.2%	? 2,757	? 1.48	? 24.3%	? 3,031	? 1.56	1
39	Cuyuapa	Diseños Básicos		1.020	2,840	32%	? 3,060	? 3,000	? 0.142	? 11.2%	? 315	? 1.08	? 13.2%	? 513	? 1.13	1
40	Suquiapa	Diseños Básicos		3.530	13,630	44%	? 10,590	? 3,000	? 0.102	? 17.2%	? 6,886	? 1.51	? 24.2%	? 7,571	? 1.59	1
41	Gr. Chalatenango	Diseños Básicos		1.630	3,680	26%	? 4,890	? 3,000	? 0.175	? 9.3%	? -279	? 0.95	? 10.1%	? 37	? 1.01	1
42	Sucio 3	Diseños Básicos		2.025	11,149	63%	? 6,075	? 3,000	? 0.072	? 23.5%	? 7,849	? 1.91	? 38.1%	? 8,242	? 2.01	1
43	Polorós	Diseños Básicos		2.025	5,250	30%	? 6,075	? 3,000	? 0.152	? 11.2%	? 597	? 1.08	? 13.1%	? 991	? 1.14	1
44	Huiza 2	Diseños Básicos		2.100	6,009	33%	? 6,300	? 3,000	? 0.138	? 12.4%	? 1,330	? 1.17	? 15.3%	? 1,738	? 1.24	1
45	Santo Domingo (Presa 1 & 2 &3)	Pre Factibilidad		1.540	7,885	58%	2,958	2,881	? 0.087	23.4%	3,969	2.29	? 35.9%	? 5,579	? 1.92	1
46	Chacala Los Apantes (Presa 1 & 2)	Pre Factibilidad		1.500	8,126	62%	4,498	3,124	? 0.094	22.0%	3,492	2.14	? 36.8%	? 5,825	? 1.95	1
47	Santa Rita	Pre Factibilidad		8.357	36,603	50%	21,220	2,539	? 0.076	21.7%	20,688	2.11	? 36.3%	? 27,052	? 2.00	1
48	Milingo (Reconversion)	Pre Factibilidad		0.800	? 3,504	? 50%	2,225	2,781	? 0.084	42.0%	261	1.76	? 28.8%	? 2,061	? 1.66	1
49	Copinula I	Pre Factibilidad		0.603	2,641	50%	2,155	3,573	? 0.107	14.1%	653	1.35	? 19.6%	? 1,059	? 1.37	1
50	San José Loma	Pre Factibilidad		1.901	8,327	50%	7,797	4,101	? 0.123	13.1%	1,804	1.26	? 18.3%	? 3,354	? 1.37	1
51	Cara Sucia (Presa 1 & 2)	Pre Factibilidad	SANP	0.584	2,559	50%	2,560	4,382	? 0.132	11.1%	201	1.09	? 14.6%	? 624	? 1.19	
52	San Pedro II	Pre Factibilidad		0.397	1,739	50%	1,641	4,134	? 0.124	11.0%	117	1.08	? 18.1%	? 685	? 1.35	1
53	Copinula II	Pre Factibilidad		0.487	2,132	50%	2,266	4,655	? 0.140	10.0%	-7	1.00	? 15.5%	? 653	? 1.25	1
54	Qbda El Naranjito al Naranjo	Pre Factibilidad		0.080	? 350	? 50%	? 240	? 3,000	? 0.090	? 17.4%	? 162	? 1.45	? 24.7%	? 177	? 1.52	1
55	Qbda El Singual, al Cuyapo	Pre Factibilidad		0.058	? 254	? 50%	? 174	? 3,000	? 0.090	? 16.5%	? 102	? 1.37	? 22.9%	? 113	? 1.43	1
56	Venecia Prusia	Pre Factibilidad		1.200	? 5,256	? 50%	? 3,600	? 3,000	? 0.090	? 18.5%	? 2,804	? 1.56	? 27.0%	? 3,037	? 1.64	1
57	Las Pilonas	Pre Factibilidad		1.100	2,961	31%	3,268	2,971	? 0.145	9.9%	-17	0.99	? 12.8%	? 489	? 1.12	1
58	Copinula	Pre Factibilidad		0.241	1,055	50%	1,371	5,691	0.171	5.2%	-400	0.67	? 10.9%	? 67	? 1.04	1
59	Santa Emilia I	Pre Factibilidad		0.500	? 2,190	? 50%	? 1,500	? 3,000	? 0.090	? 17.0%	? 946	? 1.41	? 23.8%	? 1,044	? 1.47	1
60	Santa Emilia II	Pre Factibilidad		0.500	? 2,190	? 50%	? 1,500	? 3,000	? 0.090	? 17.0%	? 946	? 1.41	? 23.8%	? 1,044	? 1.47	1
61	Torola	Inventory		4.321	18,667	49%	4,710	1,090	0.033	26.0%	1,530	1.78	? 89.7%	? 18,607	? 3.20	2
62	Copinula III	Inventory		0.463	3,187	79%	1,636	3,533	0.068	24.9%	2,364	2.02	41.4%	2,470	2.11	2
63	La Calzadora I	Inventory		0.432	2,300	61%	1,308	3,028	0.075	22.6%	1,564	1.85	36.0%	1,648	1.94	2
64	Los Hervideros I	Inventory		0.993	5,457	63%	2,934	2,954	0.071	23.2%	3,688	1.85	37.3%	3,878	1.93	2
65	Los Hervideros II (Presa 1 & 2)	Inventory		0.435	3,136	82%	1,902	4,372	0.080	21.5%	2,064	1.80	33.6%	2,187	1.89	2
66	Malancola	Inventory		4.175	17,688	48%	10,926	2,617	0.081	21.3%	11,575	1.79	33.0%	12,282	1.88	2
67	Gran.d.e de San Miguel, Sn Juan	Inventory		4.500	19,710	50%	? 13,500	? 3,000	0.132	? 19.4%	? 11,773	? 1.67	? 29.0%	? 12,647	? 1.76	2
68	Gn.d.e de San Miguel, San José	Inventory		3.200	14,016	50%	? 9,600	? 3,000	0.132	? 19.3%	? 8,240	? 1.65	? 28.7%	? 8,861	? 1.74	2
69	Chilama I (Presa 1 & 2)	Inventory		2.623	7,840	34%	5,197	1,981	0.087	19.5%	4,562	1.64	29.1%	4,898	1.73	2
70	Guayapa II	Inventory	SANP	0.497	2,599	60%	1,791	3,604	0.091	19.1%	1,502	1.64	28.3%	1,618	1.72	
71	La Calzadora II	Inventory		0.457	2,434	61%	1,677	3,670	0.091	19.0%	1,401	1.63	28.2%	1,509	1.72	2
72	EL Jabio	Inventory		2.000	8,760	50%	? 6,000	? 3,000	0.132	? 19.0%	? 4,979	? 1.62	? 28.1%	? 5,367	? 1.70	2
73	El Rosario II	Inventory		0.498	2,606	60%	1,848	3,711	0.093	18.6%	1,460	1.60	27.2%	1,580	1.69	2
74	San Sebastián	Inventory		0.480	2,317	55%	1,656	3,449	0.094	18.4%	1,276	1.59	26.8%	1,383	1.67	2
75	Chilama II	Inventory		0.457	2,343	59%	1,695	3,708	0.095	18.2%	1,273	1.57	26.4%	1,383	1.66	2
76	El Molino I	Inventory		0.260	1,876	82%	1,345	5,175	0.094	18.2%	1,010	1.57	26.4%	1,097	1.65	2
77	Guayapa I	Inventory	SANP	0.450	2,353	60%	1,723	3,830	0.096	18.0%	1,260	1.56	26.0%	1,372	1.64	
78	El Refugio	Inventory		0.465	2,243	55%	1,649	3,545	0.097	17.9%	1,191	1.55	25.8%	1,298	1.64	2
79	Los Toles	Inventory		0.428	2,035	54%	1,503	3,511	0.097	17.8%	1,065	1.54	25.5%	1,163	1.62	2
80	El Peñon	Inventory		0.486	2,212	52%	1,645	3,384	0.098	17.7%	1,157	1.54	25.4%	1,263	1.62	2
81	Guayapa V	Inventory		0.486	2,310	54%	1,741	3,582	0.099	17.5%	1,192	1.53	25.0%	1,304	1.61	2
82	Río Frío / Agua Caliente	Inventory	SANP	0.958	6,906	82%	5,109	5,333	0.097	17.6%	3,535	1.52	25.1%	3,866	1.60	
83	El Charrerón	Inventory		0.418	1,903	52%	1,476	3,531	0.102	16.9%	927	1.48	23.8%	1,023	1.56	2
84	Santa Lucía	Inventory		0.966	3,609	43%	2,541	2,630	0.093	17.6%	1,766	1.49	25.2%	1,931	1.56	2
85	El Rosario I	Inventory		0.423	2,155	58%	1,800	4,255	0.110	15.9%	949	1.42	21.7%	1,065	1.49	2
86	Maishtapula	Inventory	SANP	0.320	1,528	55%	1,243	3,883	0.107	16.0%	674	1.42	22.0%	754	1.49	
87	Asesesco (Presa 1 & 2)	Inventory		0.435	2,105	55%	1,767	4,061	0.111	15.8%	917	1.41	21.5%	1,032	1.49	2
88	Miramundo	Inventory		0.480	1,877	45%	1,567	3,265	0.110	15.8%	814	1.41	21.5%	916	1.48	2
89	Tilapa II	Inventory		1.925	6,402	38%	5,234	2,719	0.108	15.9%	2,762	1.40	21.7%	3,100	1.48	2
90	El Faro (Presa 1 & 2)	Inventory		0.426	1,750	47%	1,476	3,465	0.111	15.6%	739	1.39	21.1%	834	1.47	2
91	Santa María	Inventory		0.874	3,264	43%	2,494	2,854	0.101	16.2%	1,384	1.40	22.2%	1,545	1.46	2
92	El Molino II	Inventory		0.221	1,523	79%	1,284	5,809	0.111	15.5%	631	1.38	20.9%	714	1.46	
93	San Pedro I	Inventory		0.344	1,944	65%	1,685	4,899	0.114	15.3%	791	1.37	20.5%	900	1.45	2
94	Ashuquema I	Inventory		0.189	1,361	82%	1,207	6,386	0.117	15.1%	545	1.36	20.1%	623	1.44	
95	El Caoba	Inventory		0.451	2,156	55%	1,898	4,209	0.116	15.1%	863	1.36	20.2%	986	1.44	2
96	El Rosario IV	Inventory		0.313	1,496	55%	1,290	4,122	0.114	15.2%	592	1.36	20.2%	675	1.43	2
97	Sunzacuapa III	Inventory		0.184	1,060	66%	941	5,116	0.117	14.9%	411	1.35	19.8%	472	1.42	
98	Tizapa II	Inventory		0.418	1,907	52%	1,701	4,069	0.118	14.9%	732	1.34	19.7%	842	1.42	2
99	San Isidro	Inventory		0.477	1,782	43%	1,600	3,354	0.118	14.7%	669	1.33	19.4%	772	1.41	3
100	Cauta	Inventory		0.191	971	58%	871	4,559	0.118	14.7%	364	1.33	19.4%	420	1.40	
101	Loma de San Juan	Inventory		0.954	3,837	46%	3,278	3,436	0.113	14.8%	1,391	1.32	19.5%	1,603	1.39	3
102	San Juan Buenavista	Inventory	SANP	0.918	3,063	38%	2,521	2,746	0.108	15.0%	1,112	1.32	19.9%	1,275	1.39	
103	Los Pozos	Inventory		0.827	2,791	39%	2,276	2,752	0.107	14.9%	996	1.31	19.8%	1,143	1.38	3
104	Los Pueblos II	Inventory		1.247	4,627	42%	4,075	3,267	0.116	14.5%	1,610	1.30	18.9%	1,873	1.37	3
105	El Jícaro (Presa 1 & 2)	Inventory		0.496	1,851	43%	1,736	3,500	0.124	14.1%	632	1.29	18.3%	744	1.36	3
106	Guarumo	Inventory		0.897	3,647	46%	3,192	3,559	0.115	14.4%	1,233	1.29	18.8%	1,440	1.36	3
107	Guascoran	Inventory		12.500	38,000	35%	? 38,000	? 3,040	0.132	? 13.7%	? 12,482	? 1.28	? 17.6%	? 14,942	? 1.35	3
108	El Diamante II	Inventory		0.218	1,333	70%	1,238	5,678	0.122	14.0%	439	1.28	18.1%	519	1.35	
109	Río Nejapa I	Inventory		0.132	1,000	86%	963	7,296	0.127	13.8%	317	1.27	17.6%	380	1.34	

（出典: JICA 調査団）

表 S.8　小水力ポテンシャル地点の財務評価結果（2/2）

No.	Nombre de Proyecto	Etapa del Proyecto	Area Natural Protegida	Potencia	Energía	Factor de planta	Inversión Total	Costo/kW	Generación de costos	Base del Proyecto (sin préstamo del Banco) Project Base (without Bank Loan)			Base del Inversionista (con préstamo del Banco) Investment Base (with Bank Loan)			Fase del proyecto
	Project Name	Project Stage	Natural Protect Area	Potential	Energy	Plant Factor	Investment Cost	Cost/kW	Generation Cost	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	TIR FIRR	VAN NPV	B/C	Project Phase
			(SANP)	(MW)	(MWh/Año)		(x 1,000 US$)	(US$/kW)	(US$/kWh)	(%)	(x1,000 US$)		(%)	(x1,000 US$)		
110	Asuchío	Inventory	SANP	0.428	1,756	47%	1,725	4,031	0.129	13.5%	525	1.25	17.1%	637	1.32	
111	Agua Fría	Inventory		0.974	3,960	46%	3,678	3,776	0.122	13.7%	1,187	1.25	17.5%	1,425	1.31	3
112	Chilama III	Inventory		0.934	3,756	46%	3,491	3,738	0.122	13.6%	1,101	1.24	17.3%	1,327	1.31	3
113	Tehuechode	Inventory		0.339	1,267	43%	1,243	3,667	0.129	13.2%	352	1.23	16.7%	433	1.29	3
114	Tizapa IV	Inventory		0.265	1,284	55%	1,268	4,786	0.130	13.2%	351	1.22	16.6%	433	1.29	3
115	Quezalate	Inventory		0.495	1,651	38%	1,679	3,391	0.134	13.0%	437	1.21	16.2%	546	1.28	3
116	El Anonal	Inventory		0.481	1,794	43%	1,835	3,815	0.135	13.0%	474	1.21	16.2%	593	1.28	3
117	Mizata I	Inventory		0.421	1,727	47%	1,776	4,217	0.135	12.9%	445	1.21	16.0%	560	1.27	3
118	Los Pueblos I	Inventory		0.412	2,081	58%	2,176	5,281	0.138	12.8%	524	1.20	15.9%	665	1.27	3
119	El Cutal	Inventory		0.445	1,618	42%	1,675	3,764	0.136	12.8%	401	1.20	15.8%	509	1.26	3
120	Tepechapa	Inventory		0.232	1,224	60%	1,245	5,366	0.134	12.8%	298	1.19	15.8%	379	1.26	
121	El Silencio	Inventory		0.287	1,178	47%	1,201	4,184	0.134	12.7%	281	1.19	15.7%	358	1.25	3
122	Concepción Los Planes	Inventory		0.450	1,680	43%	1,766	3,924	0.138	12.6%	396	1.18	15.5%	510	1.25	3
123	El Rosario V	Inventory		0.182	951	60%	1,001	5,502	0.139	12.6%	224	1.18	15.5%	289	1.25	
124	El Escalón	Inventory		0.420	1,567	43%	1,641	3,908	0.138	12.6%	367	1.18	15.5%	474	1.25	3
125	Cuitapán	Inventory		0.422	1,575	43%	1,659	3,930	0.139	12.5%	362	1.18	15.4%	469	1.24	3
126	Río Ceniza (Presa 1 & 2)	Inventory		0.330	1,780	62%	1,898	5,751	0.140	12.4%	401	1.17	15.3%	524	1.24	3
127	Papaleguayo (Presa 1 & 2)	Inventory		0.278	1,143	47%	1,198	4,308	0.138	12.3%	241	1.16	15.1%	318	1.23	3
128	Guayapa VI	Inventory	SANP	0.175	915	60%	995	5,687	0.143	12.2%	185	1.15	14.8%	249	1.22	
129	Cauta II	Inventory		0.223	1,259	64%	1,377	6,175	0.144	11.9%	223	1.13	14.3%	312	1.20	
130	Guayapa II	Inventory		0.131	947	83%	1,061	8,096	0.148	11.8%	165	1.13	14.2%	234	1.19	
131	San Benito (Presa 1 & 2)	Inventory		0.483	1,613	38%	1,807	3,742	0.148	11.8%	276	1.13	14.1%	393	1.19	3
132	Tecomate	Inventory		0.421	1,572	43%	1,758	4,176	0.147	11.8%	269	1.13	14.1%	383	1.19	3
133	Tilapa III	Inventory		0.480	1,619	39%	1,817	3,785	0.148	11.8%	276	1.13	14.1%	393	1.19	3
134	San Rafael (Presa 1 & 2)	Inventory		0.232	955	47%	1,022	4,406	0.141	11.9%	165	1.13	14.3%	231	1.19	
135	Ayacachapa III	Inventory		0.312	1,166	43%	1,275	4,088	0.144	11.8%	199	1.13	14.2%	282	1.19	3
136	Ayacachapa II	Inventory		0.448	1,495	38%	1,674	3,737	0.148	11.7%	250	1.12	14.1%	358	1.19	3
137	Sunzacuapa I	Inventory		0.197	1,183	69%	1,377	6,987	0.153	11.5%	176	1.11	13.6%	265	1.17	
138	Tilapa I	Inventory		1.025	3,680	41%	3,954	3,858	0.142	11.6%	552	1.11	13.9%	808	1.17	3
139	Apancoyo II	Inventory		0.416	1,388	38%	1,589	3,819	0.151	11.4%	193	1.10	13.5%	296	1.16	3
140	Tizapa III	Inventory		0.198	800	46%	927	4,682	0.153	11.3%	104	1.09	13.4%	164	1.16	
141	Río Nejapa II	Inventory		0.126	907	82%	1,062	8,425	0.154	11.3%	116	1.09	13.3%	185	1.15	
142	El Rosario III	Inventory		0.195	994	58%	1,179	6,048	0.156	11.2%	118	1.08	13.1%	194	1.15	
143	Guayapa IV (Presa 1 & 2)	Inventory	SANP	0.149	713	55%	836	5,609	0.154	11.1%	78	1.08	13.0%	132	1.14	
144	Mizata II	Inventory		0.270	1,109	47%	1,288	4,771	0.153	11.1%	118	1.08	13.0%	202	1.14	3
145	Sunzacuapa II	Inventory		0.193	1,090	64%	1,322	6,848	0.160	11.0%	110	1.07	12.8%	196	1.13	
146	El Tablón	Inventory		0.194	723	43%	870	4,484	0.158	10.8%	60	1.06	12.5%	116	1.12	
147	El Diamante I	Inventory		0.235	1,196	58%	1,436	6,109	0.158	10.8%	94	1.05	12.5%	187	1.11	
148	El Rosario VI	Inventory	SANP	0.165	789	55%	960	5,819	0.160	10.8%	61	1.05	12.4%	123	1.11	
149	Talquezalar	Inventory		0.421	1,238	34%	1,501	3,565	0.160	10.7%	88	1.05	12.3%	185	1.11	3
150	El Cedro	Inventory		0.336	1,119	38%	1,348	4,012	0.159	10.7%	78	1.05	12.3%	165	1.11	3
151	Guayapa III (Presa 1 & 2)	Inventory		0.093	733	90%	899	9,663	0.161	10.6%	47	1.04	12.2%	105	1.10	
152	Mizata III	Inventory		0.215	883	47%	1,055	4,907	0.157	10.5%	47	1.04	12.1%	116	1.09	
153	Ayacachapa I	Inventory		0.218	1,036	54%	1,266	5,806	0.161	10.4%	48	1.03	11.9%	130	1.09	
154	Comizapa	Inventory		0.152	673	51%	845	5,559	0.165	10.3%	21	1.02	11.7%	76	1.08	
155	Las Mesas	Inventory		0.089	513	66%	633	7,109	0.163	10.2%	12	1.02	11.6%	53	1.07	
156	San Ignacio	Inventory		0.441	1,269	33%	1,636	3,711	0.170	10.0%	5	1.00	11.3%	111	1.06	3
157	Ashuquema II	Inventory		0.120	822	78%	1,080	9,003	0.173	9.9%	-5	1.00	11.1%	65	1.05	
158	El Matazano	Inventory		0.173	648	43%	840	4,856	0.171	9.9%	-6	0.99	11.1%	48	1.05	
159	Siberia	Inventory		0.240	965	46%	1,237	5,153	0.169	9.9%	-13	0.99	11.0%	67	1.05	
160	Joya Verde	Inventory		0.178	731	47%	984	5,525	0.177	9.6%	-31	0.97	10.6%	32	1.03	
161	Aguachapío III	Inventory	SANP	0.112	583	59%	791	7,065	0.179	9.4%	-42	0.96	10.2%	9	1.01	
162	Apancoyo III	Inventory		0.156	641	47%	879	5,635	0.181	9.3%	-49	0.95	10.2%	8	1.01	
163	Tazulá	Inventory		0.175	719	47%	997	5,697	0.183	9.3%	-57	0.95	10.1%	7	1.01	
164	Metalío I	Inventory		0.068	517	87%	731	10,743	0.186	8.9%	-70	0.92	9.4%	-22	0.97	
165	Aguachapío II	Pre Factibilidad		0.113	493	50%	697	6,192	0.186	-3.3%	-418	0.31	? *9.4%*	? *-24*	? *0.97*	
166	El Izcanal IV	Inventory		0.080	487	70%	693	8,663	0.187	8.7%	-72	0.91	9.3%	-28	0.96	
167	Los Ausoles	Inventory		0.068	490	82%	709	10,429	0.191	8.6%	-83	0.90	9.0%	-37	0.95	
168	Guayapa IV	Inventory		0.060	430	82%	615	10,247	0.189	8.5%	-74	0.90	9.0%	-34	0.95	
169	Mizata IV	Inventory		0.191	715	43%	1,079	5,648	0.199	8.5%	-136	0.89	8.9%	-66	0.94	
170	El Izcanal III	Inventory	SANP	0.065	444	78%	683	10,511	0.203	7.9%	-117	0.86	8.0%	-73	0.90	
171	Quebrada Hon.d.a	Inventory		0.177	649	42%	1,034	5,842	0.210	7.9%	-177	0.85	8.0%	-110	0.90	
172	Tihuicha I	Inventory		0.071	459	74%	721	10,152	0.207	7.8%	-132	0.84	7.8%	-86	0.89	
173	Río Nejapa III	Inventory		0.060	412	78%	677	11,288	0.217	7.3%	-151	0.81	7.1%	-107	0.86	
174	El Izcanal I	Inventory		0.058	462	91%	771	13,288	0.220	7.2%	-173	0.81	7.1%	-123	0.85	
175	La Soledad I	Inventory		0.070	415	68%	699	9,981	0.222	7.1%	-166	0.80	6.8%	-121	0.84	
176	El Sauce (Presa 1 & 2)	Inventory		0.127	641	58%	1,118	8,806	0.230	7.1%	-262	0.79	6.9%	-190	0.84	
177	La Soledad II	Inventory	SANP	0.069	416	69%	721	10,448	0.228	6.8%	-185	0.78	6.5%	-139	0.83	
178	Metalío II	Inventory		0.072	378	60%	651	9,042	0.227	6.8%	-170	0.78	6.4%	-128	0.82	
179	Texispulco	Inventory		0.063	378	68%	669	10,611	0.233	6.6%	-185	0.76	6.1%	-142	0.81	
180	Ashuquema III (Presa 1 & 2)	Inventory		0.066	362	63%	651	9,870	0.237	6.4%	-190	0.75	5.9%	-148	0.79	
181	Río Chiquito	Inventory		0.046	384	95%	718	15,609	0.246	6.1%	-222	0.73	5.5%	-175	0.78	
182	Casa de Piedra	Inventory		0.076	347	52%	683	8,989	0.260	5.7%	-237	0.70	4.9%	-193	0.74	
183	Tizapa V	Inventory		0.070	327	53%	664	9,480	0.267	5.4%	-243	0.68	4.5%	-200	0.72	
184	Los Milagros	Inventory		0.065	328	58%	680	10,454	0.273	5.2%	-257	0.67	4.3%	-213	0.71	
185	El Quequeishque II	Inventory		0.068	309	52%	642	9,444	0.274	5.2%	-247	0.67	4.2%	-205	0.71	
186	El Izcanal II	Inventory	SANP	0.045	355	90%	758	16,842	0.281	5.1%	-293	0.66	4.2%	-244	0.70	
187	La Soledad IV (Presa 1 & 2)	Inventory	SANP	0.070	274	45%	584	8,340	0.280	4.8%	-237	0.65	3.8%	-199	0.69	
188	Tizapa I	Inventory		0.068	311	52%	671	9,869	0.284	4.9%	-270	0.65	3.9%	-226	0.69	
189	Telescaligüe	Inventory		0.071	292	47%	635	8,949	0.287	4.8%	-261	0.64	3.7%	-220	0.68	
190	Los Infiernillos	Inventory		0.067	279	48%	614	9,161	0.290	4.6%	-259	0.63	3.5%	-219	0.67	
191	La Soledad III	Inventory	SANP	0.044	266	69%	584	13,277	0.289	4.6%	-248	0.63	3.5%	-210	0.67	
192	El Quequeishque I	Inventory		0.060	289	55%	645	10,743	0.294	4.6%	-274	0.63	3.5%	-232	0.67	
193	Ayacachapa IV (Presa 1 & 2)	Inventory		0.063	300	54%	674	10,690	0.296	4.6%	-286	0.63	3.5%	-242	0.67	
194	Sunzapúa I	Inventory		0.068	279	47%	656	9,647	0.310	4.2%	-295	0.60	3.0%	-253	0.64	
195	Ojushico I	Inventory		0.060	267	51%	661	11,023	0.326	3.9%	-315	0.58	2.6%	-272	0.62	
196	Sihuapilapa I	Inventory		0.044	225	58%	587	13,339	0.343	3.4%	-300	0.55	2.0%	-262	0.59	
197	Ojushico II	Inventory		0.067	224	38%	601	8,967	0.354	3.2%	-315	0.54	1.7%	-276	0.57	
198	Aguachapío I	Inventory	SANP	0.040	192	55%	552	13,795	0.378	2.7%	-310	0.51	1.1%	-274	0.54	
199	Apancoyo I (Presa 1 & 2)	Inventory		0.034	232	78%	712	20,929	0.405	2.6%	-403	0.49	1.0%	-357	0.52	
200	Chagalapa I	Inventory		0.030	181	69%	562	18,733	0.409	2.2%	-333	0.48	-	-296	0.51	
201	Cuilapa	Inventory		0.031	203	75%	639	20,623	0.415	2.3%	-375	0.48	0.6%	-333	0.51	
202	Sunzapúa II	Inventory		0.036	165	52%	548	15,231	0.437	1.8%	-340	0.45	-	-304	0.48	
203	Chagalapa II	Inventory		0.042	164	44%	581	13,843	0.468	1.5%	-371	0.43	-	-334	0.46	
204	Río Frío	Inventory		0.031	143	53%	539	17,394	0.497	1.1%	-359	0.41	-	-324	0.43	
205	Tianmica	Inventory		0.029	131	52%	542	18,690	0.543	0.7%	-376	0.38	-	-341	0.40	
206	Tihuicha II	Inventory		0.005	36	82%	439	87,880	1.612	-	-402	0.18	-	-380	0.19	
207	Huiscoyol	Inventory		0.005	25	58%	445	88,900	2.305	-	-420	0.15	-	-399	0.15	
208	Sihuapilapa II	Inventory		0.004	25	71%	442	110,575	2.334	-	-418	0.15	-	-397	0.15	
209	Quebrada Seca	Inventory		0.003	20	78%	440	146,533	2.844	-	-421	0.13	-	-401	0.14	
	Totales		**20**	**180.759**	**756,000**	**48%**	**586,000**	**3,242**	**0.105**							**123**
	Note: Italic number was estimated values.	N.d.: No dat.	Max.=	17.000	74,460		51,000								Phase I	**59**
			Min.=	0.003	20		96.85								Phase-II	**31**
															Phase-III	**33**

*Note: (Generation Cost) = (Intestment Cost) / (Annual Enrgy) * (Annual Cost Factor)

（出典: JICA 調査団）